Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

enel

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA

2025

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket
sdir storage
CERTIFIED

Nuovi **orizzonti**

L'energia che plasma il **domani**

Il concept celebra la visione di Enel come abilitatore di possibilità.

L'energia amplia la nostra prospettiva, permettendoci di immaginare e creare ciò che ancora non esiste.

Questo concept ritrae Enel come guida nella transizione energetica – un brand capace di orientare il cambiamento rispondendo alle esigenze delle persone.

Il design si basa su gradienti orizzontali e fasci di luce che creano profondità e prospettiva – una metafora di fiducia, cura e vicinanza.

Trasforma il purpose del brand – Build the future through sustainable power – in un linguaggio visivo che rende l'energia la forza che guida il cambiamento oggi, domani e ogni giorno.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA

2025

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Indice

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
- CE — Conto economico
- SP — Stato patrimoniale
- RF — Rendiconto finanziario
- PN — Prospetto delle variazioni del patrimonio netto
- OCI — Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio
- VChain — Value Chain
- IbR — Incorporation by Reference
- RS — Rendicontazione di sostenibilità

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 10

Basis of Presentation 17

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1. Gruppo Enel 21

Il modello di business 23

Localizzazione geografica di Enel 26

Fatti di rilievo del 2025 28

2. Sintesi dei risultati 33

Highlights 34

Principali indicatori economici e finanziari 35

Principali indicatori di sostenibilità 39

3. Governance 41

Gli azionisti di Enel 42

Organi sociali 44

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 46

Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sul "corporate reporting" 60

Modello organizzativo di Enel 62

Il sistema di incentivazione 65

Valori e pilastri dell'etica aziendale 67

Trasparenza nei processi istituzionali 69

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

4. Strategia del Gruppo e gestione del rischio 71

Scenario di riferimento 72

La strategia del Gruppo 78

Intangibles 82

Risk management 85

5. Cambiamenti climatici 101

La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici 104

Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico 109

Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico 121

Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta 123

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

Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico 143

6. Le performance del Gruppo 153

Definizione degli indicatori di performance 154

Risultati del Gruppo 157

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo 168

Risultati economici per Settore 174

Il titolo Enel 205

Aspetti normativi e tariffari 207

7. Prospettive future 225

Prevedibile evoluzione della gestione 226

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

8. Rendicontazione di Sostenibilità 231

Informazioni generali 232

Informazioni ambientali 269

Informazioni sociali 325

Informazioni sulla governance 381

9. Bilancio consolidato 407

Prospetti contabili consolidati 408

Note di commento 415

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025 594

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa alla Rendicontazione consolidata di Sostenibilità al 31 dicembre 2025 595

Relazioni 596

Relazione del Collegio Sindacale 596

Relazione della Società di revisione 612

Allegati 625

Allegato 1 – Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025 625

Allegato 2 – Green Bond Report 2025 - Note di accompagnamento 691

Allegato 3 – Sustainability-Linked Financing Report 697

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Purpose

Build the future through sustainable power.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Visione

Drive
electrification,
fulfilling people's
needs
and shaping
a better
world.

Posizionamento

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

Valori

Fiducia
Innovazione
Proattività
Rispetto
Flessibilità

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Paolo Scaroni Presidente

Cari azionisti, cari stakeholder,

Nel corso del 2025 Enel ha proseguito il suo percorso lungo le direttrici strategiche del Piano Industriale 2025-2027, consolidando una struttura patrimoniale più solida e riacquistando la flessibilità finanziaria necessaria per una crescita sostenibile nel lungo periodo.

Nel 2025 Enel, con circa 68 GW di capacità rinnovabile gestita, si conferma il più grande operatore[1] nel settore delle energie rinnovabili al mondo e la più grande società[1] di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con circa 69 milioni di utenti finali serviti da reti. Anche nel retail Enel possiede la più estesa base clienti[1], con 54 milioni di clienti.

Nel 2025 Enel ha confermato la solida performance ottenuta a partire dal 2023 e il titolo ha infatti registrato un incremento di valore di circa il 29%, con un TSR superiore al 37%. Inoltre, il Gruppo Enel ha distribuito agli azionisti quasi 6 miliardi di euro di dividendi, cui si aggiungono quasi 2 miliardi di euro di share buyback.

Oltre all'attenzione ai risultati economico-finanziari, promuoviamo, come confermato anche dal nostro purpose "Build the future through sustainable power", una transizione energetica giusta e inclusiva, con un approccio integrato che mette al centro comunità locali, istituzioni, fornitori, clienti, lavoratori e azionisti.

L'impegno di Enel nella sostenibilità è supportato da un modello di governance solido e trasparente, che assicura integrità e responsabilità nella gestione aziendale, confermato dalla presenza costante del Gruppo nelle principali graduatorie e negli indici internazionali di sostenibilità.

Il contesto macroeconomico

Nel 2025 l'economia globale ha dimostrato resilienza, nonostante tensioni geopolitiche persistenti e una ridefinizione delle relazioni commerciali internazionali. La crescita è stata sostenuta dal progressivo rientro dell'inflazione e da politiche fiscali e industriali orientate al rafforzamento

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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

della competitività e della sicurezza energetica, con effetti positivi sul mercato del lavoro.

Nell'Eurozona si è registrato un miglioramento del quadro macroeconomico, grazie al recupero del potere d'acquisto delle famiglie e agli investimenti in infrastrutture, difesa e transizione energetica, che hanno compensato la debolezza del commercio internazionale. Negli Stati Uniti la domanda interna, il sostegno fiscale e gli investimenti in innovazione tecnologica hanno consentito di assorbire gli shock geopolitici, mantenendo un ritmo di crescita superiore alle attese, nonostante i dazi settoriali.

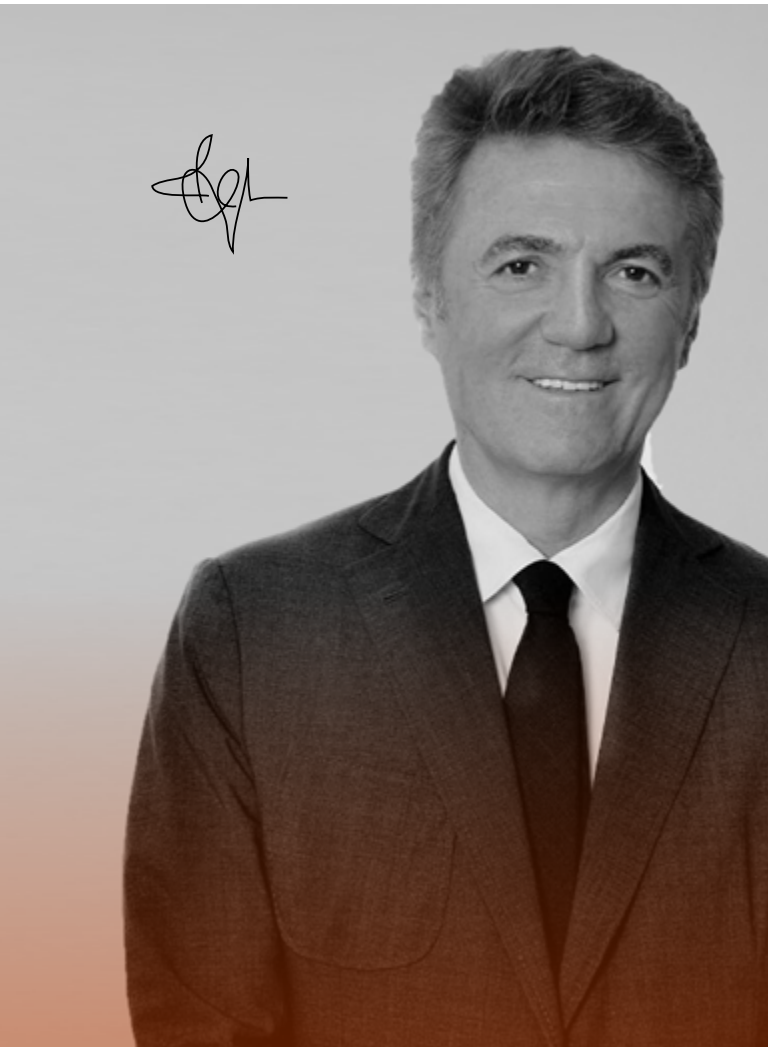
In America Latina la performance economico-finanziaria è risultata complessivamente migliore del previsto. Brasile e Colombia hanno beneficiato di una domanda interna resiliente; in Cile il rientro dell'inflazione verso gli obiettivi ha rafforzato la fiducia, mentre in Argentina sono emersi segnali concreti di stabilizzazione macroeconomica. Permangono tuttavia divergenze nei percorsi di politica monetaria, con condizioni ancora restrittive in alcune economie.

Per quanto riguarda il mercato delle commodity, nel 2025 il prezzo del gas europeo è aumentato nella prima parte dell'anno, spinto dalla ripresa della domanda per le temperature rigide e il riempimento degli stoccaggi, mentre si è normalizzato nella seconda parte dell'anno; complessivamente si è registrato un rialzo dei prezzi rispetto all'anno precedente.

Il mercato del carbone ha registrato una riduzione dei prezzi, effetto della minor domanda per la generazione elettrica, mentre il prezzo del petrolio Brent ha registrato una diminuzione del -15% rispetto al 2024, con una media annua di circa 68 $/bbl, quale effetto di una crescita contenuta della domanda globale e di un'offerta stabile. Nel 2025 il prezzo della CO2 (EUA ETS) ha chiuso in rialzo rispetto all'anno precedente, con una media di circa 74€/t, corrispondente a un incremento di circa +13% rispetto al 2024. Tale dinamica è stata sostenuta da una riduzione dell'offerta di permessi e dalle aspettative di un consistente deficit annuale nel sistema EU ETS.

69 mln
Utenti finali

68 GW
Capacità rinnovabile gestita



Flavio Cattaneo Amministratore Delegato e Direttore Generale

Nel 2025, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia (Prezzo Unico Nazionale – PUN) è stato pari a 115,9 €/MWh, in crescita del 7% rispetto al 2024 (108,5 €/MWh), a causa del rincaro del gas naturale e del rialzo dei prezzi dei permessi di emissione CO2, che hanno inciso sui costi della generazione termoelettrica, che fissa il prezzo per oltre il 60% delle ore. La domanda nazionale di energia è stata coperta per circa l'85% dalla produzione nazionale e per circa il 15% dalle importazioni nette.

In Spagna il prezzo medio annuo del mercato elettrico ("pool") si è attestato a 65,3 €/MWh, in crescita del 4% rispetto al 2024 (63 €/MWh), su livelli comunque inferiori rispetto alla maggior parte dei Paesi europei, grazie alla presenza di rinnovabili e del nucleare; solo la Francia ha registrato valori più bassi. La dinamica dei prezzi è stata caratterizzata da una forte volatilità: il massimo giornaliero è stato raggiunto il 20 gennaio (144,9 €/MWh), mentre il minimo annuale si è registrato il 19 aprile (1,72 €/MWh), in coincidenza con un'elevata produzione rinnovabile e una domanda debole. Dopo il black-out del 28 aprile, la gene-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

razione da cicli combinati a gas è aumentata (+27,8%) per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema, mentre la quota delle rinnovabili nel mix è rimasta stabile al 40%, con il fotovoltaico in crescita (+12,5%).

I risultati economici

Enel chiude l'esercizio 2025 con risultati solidi, centrando tutti gli obiettivi annuali comunicati ai mercati: l'EBITDA ordinario è pari a 22,9 miliardi di euro, leggermente superiore all'anno precedente nonostante la mancata contribuzione associata alle dismissioni effettuate nel 2024 e in linea con la guidance comunicata ai mercati, mentre l'utile netto ordinario ammonta a 7,0 miliardi di euro, al di sopra della parte alta del range della guidance. Il dividendo che sarà proposto agli azionisti per il 2025 è pari a 49 centesimi di euro per azione, il 4% in più di quello del 2024. Nel 2025 il rapporto FFO (Funds From Operations) su debito netto raggiunge il 26%, in aumento rispetto al 25% dell'anno precedente, mentre il rapporto debito netto su EBITDA ordinario si attesta a 2,5×, ben al di sotto della media del settore. Questa ricostituita solidità patrimoniale ci permette di avere la flessibilità finanziaria necessaria a cogliere le opportunità di crescita e di generazione di valore in un contesto fortemente dinamico.

Principali avvenimenti

Enel continua il percorso di sviluppo della capacità rinnovabile, cresciuta di 2,8 GW[2] (di cui circa 0,6 GW di stoccaggio con batterie) grazie a sviluppo di nuovi impianti (greenfield) e operazioni brownfield (acquisizione di asset già operativi), raggiungendo un totale di capacità rinnovabile installata di circa 68 GW, con una produzione di 142 TWh/anno.

In Italia è entrato in esercizio l'impianto di Fusina, un ex impianto a carbone riconvertito a CCGT di nuova generazione ad alta efficienza, con una capacità di 0,8 GW che contribuirà, a regime, per circa 4 TWh.

Nel contesto delle trasformazioni in atto nel settore energetico italiano, Enel ha avuto un ruolo di primo piano partecipando alla prima asta del Mercato di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) indetta da Terna, finalizzata alla realizzazione di nuovi impianti di accumulo nel Sud Italia. L'asta, conclusasi il 30 settembre 2025, ha assegnato complessivamente 10 GWh di capacità, di cui Enel si è aggiudicata il 67%.

Prosegue la focalizzazione di Enel 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 e severi eventi meteorologici legati al cambiamento climatico. Tali investimenti hanno superato i 7 miliardi di euro, con un incremento di circa il 20% rispetto al 2024.

La rapida trasformazione del sistema energetico ha reso necessario ripensare il modello operativo di gestione delle reti, attraverso il rafforzamento del presidio e del contatto con i clienti, realizzato anche con un importante piano di assunzioni di oltre 3.700 risorse.

Il ruolo delle reti nella transizione energetica è sempre più centrale. Oggi alle nostre reti sono connessi 88 GW di capacità distribuita rinnovabile, provenienti da circa 2,7 milioni di produttori e prosumer[3], di cui quasi 390.000 aggiunti nel corso dell'anno.

In particolare, in Italia nel 2025 sono stati investiti oltre 4,3 miliardi di euro, di cui più di 1,1 miliardi di euro finanziati principalmente dal PNRR, che hanno consentito di abilitare la rete alla gestione di capacità rinnovabile distribuita per un valore pari a 2,88 GW, superiore al target di 2,5 GW del PNRR.

Il 2025 è stato un anno di evoluzione per la divisione Retail, che ha assunto la nuova denominazione Enel Commercial, a testimonianza di un'identità più aderente al suo ruolo commerciale, trasversale all'interno del Gruppo e nei confronti di tutti i clienti: persone, imprese, industrie e pubbliche amministrazioni. In un contesto di mercato in continua trasformazione, Enel Commercial ha rafforzato la propria leadership di lungo periodo attraverso un uso sempre più dinamico dei dati e delle relazioni, a supporto di decisioni commerciali rapide e di una maggiore capacità di creazione di valore sul margine integrato del Gruppo.

La divisione ha migliorato la gestione della propria base clienti, potenziando i modelli e gli strumenti di customer value management per rendere la base clienti più resiliente in uno scenario caratterizzato da elevata volatilità, alta competizione e crescente complessità regolatoria.

2. Di cui 2,6 GW di sola capacità consolidata.
3. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Parallelamente, ha ulteriormente rafforzato il proprio impegno nella tutela dei clienti, in risposta ai crescenti fenomeni fraudolenti sia in Italia sia nella penisola iberica. Nel 2025 sono state sviluppate e lanciate campagne antifrode dedicate: un esempio è l'introduzione, in Italia, del nuovo numero breve 140 di Enel, pensato come punto di riferimento chiaro e riconoscibile per i clienti, a sostegno della trasparenza, della sicurezza e della prossimità.

A ottobre 2025 è stata anche lanciata la nuova società Lene, la digital company del Gruppo. Rivolta al mercato B2C, è pensata per i clienti digitali: si caratterizza, infatti, per un'esperienza completamente digitale, un processo acquisitivo rapido e un supporto clienti evoluto, coadiuvato da assistenti virtuali basati su intelligenza artificiale. Lene nasce per rispondere alle nuove abitudini di consumo, adattando rapidamente il portafoglio di offerte alle esigenze del mercato.

Sempre nel 2025 è stata costituita Nuclitalia, la newco partecipata da Enel (51%), Ansaldo Energia (39%) e Leonardo (10%), che oggi rappresenta il principale riferimento in Italia per la ricerca nel nucleare di nuova generazione. La società è impegnata nell'analisi delle tecnologie SMR (Small Modular Reactor) e AMR (Advanced Modular Reactor), valutandone maturità, filiera e condizioni regolatorie e finanziarie, a supporto delle future decisioni industriali e dei policy maker. Il nucleare di nuova generazione, secondo Enel, può supportare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, efficientando il sistema elettrico italiano con un mix più bilanciato che garantisca maggiore indipendenza energetica, stabilità di lungo periodo, sostenibilità ambientale e riduzione dei costi di sistema.

La Funzione di Servizio Enel Global Services[4] ha consolidato un modello operativo più efficiente e integrato, rafforzando la performance del Gruppo. La riorganizzazione dell'ICT ha generato significativi benefíci in termini di ottimizzazione dei costi e qualità del servizio, anche grazie all'adozione crescente di soluzioni di intelligenza artificiale. Il Procurement ha affiancato al continuo approccio orientato alla sostenibilità e al valore la ricerca di nuovi modelli di sourcing e di tecnologie abilitanti. Global Real Estate and General Services ha supportato lo sviluppo di una governance globale al fine di massimizzare il valore del portafoglio immobiliare, nonché migliorare i servizi e le infrastrutture di business. L'istituzione del Business Transformation Project ha ulteriormente rafforzato il contributo allo sviluppo industriale e alla competitività del Gruppo.

In linea con l'Accordo di Parigi, continuiamo il percorso di decarbonizzazione per raggiungere, entro il 2040, zero emissioni nette dirette e indirette lungo tutta la catena del valore. Tale percorso è articolato in un set di obiettivi certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Nel 2025 le emissioni assolute di gas serra dirette e indirette sono state pari a circa 62,5 $MtCO_{2eq}$, con una riduzione del 10% rispetto al 2024 e del 67% rispetto al 2017 (anno base di riferimento per la certificazione SBTi).

Nel 2025 è proseguito il rafforzamento della struttura finanziaria del Gruppo, orientato a una gestione equilibrata del capitale, all'ottimizzazione del costo del funding e a un accesso efficiente e diversificato ai mercati finanziari, a supporto della creazione di valore sostenibile per gli azionisti. In tale contesto, Enel ha realizzato un programma di acquisto di azioni proprie, avviato il 1° agosto e concluso il 16 dicembre 2025, nell'ambito del quale sono state riacquistate 122,5 milioni di azioni per un controvalore complessivo di circa 1 miliardo di euro, con la finalità di riconoscere una remunerazione aggiuntiva agli azionisti tramite l'annullamento delle azioni.

Al fine di garantire ulteriore flessibilità nella gestione della liquidità, Enel ed Enel Finance International hanno sottoscritto una nuova linea di credito revolving da 12 miliardi di euro con durata quinquennale. Nel corso dell'esercizio Enel Finance International ha collocato con successo emissioni obbligazionarie senior sui mercati europeo e statunitense per un ammontare complessivo di 2 miliardi di euro e 4,5 miliardi di dollari, registrando una domanda complessiva superiore a 17 miliardi di euro equivalenti, a conferma della solidità finanziaria del Gruppo. A ciò si aggiunge l'emissione di strumenti ibridi da parte di Enel per 2 miliardi di euro e la sottoscrizione di finanziamenti con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione per circa 2 miliardi di euro equivalenti, ampliando ulteriormente la diversificazione delle fonti di finanziamento.

Nel corso del 2025 il Gruppo Enel ha realizzato due acquisizioni, una in Spagna e una negli Stati Uniti, in linea con la nuova strategia di crescita nelle rinnovabili, che prevede anche operazioni di acquisizione di asset già operativi (c.d. "brownfield"), al fine di massimizzare il valore del portafoglio e ridurre i rischi.

In particolare, in Spagna, Endesa Generación ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corpora-

4. Include le strutture di Global Information & Communication Technologies, Global Procurement, Global Real Estate and General Services, Positioning and Transformation Office e Business Transformation Project.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ción Acciona Hidráulica SL da Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona. Il portafoglio di impianti acquisito è composto da 34 centrali idroelettriche con una capacità installata complessiva di 626 MW. Ciò ha permesso al Gruppo Enel di raggiungere nella penisola iberica una capacità idroelettrica installata di oltre 5,3 GW.

Inoltre, nel corso dell'anno, Enel ha incrementato la capacità rinnovabile consolidata negli Stati Uniti di 285 MW, attraverso un'operazione di swap conclusa dalla controllata Enel Green Power North America (EGPNA) con Gulf Pacific Power.

Infine, nel corso del 2025, in linea con la strategia del Gruppo di offrire ai propri clienti un portafoglio di soluzioni bundled con energia, prodotti e servizi, la controllata Endesa Energía SAU ha sottoscritto un accordo con MasOrange, operatore leader in Spagna, per offrire servizi energetici e di telecomunicazione nel Paese. Tale accordo prevede, tra l'altro, l'acquisizione della società Energía Colectiva SL, che possiede competenze digitali e tecnologiche e conta oltre 350.000 clienti nel settore dell'elettricità e del gas.

Strategia e previsioni per il 2026-2028

Nel Piano Strategico 2026-2028, il Gruppo si focalizzerà su tre priorità strategiche:

- accelerare la crescita nei Paesi caratterizzati da contesti stabili, con focus su reti, rinnovabili e clienti finali attraverso investimenti greenfield e brownfield;
- massimizzare la produttività del capitale grazie a un'ottimale allocazione e una gestione efficiente ed efficace delle risorse;
- garantire un profilo rischio/rendimento bilanciato al fine di perseguire un miglioramento dell'utile netto ordinario per azione (EPS) mantenendo al contempo una rigorosa disciplina finanziaria.

Nel periodo 2026-2028 il Gruppo ha pianificato investimenti totali per circa 53 miliardi di euro, un incremento di circa 10 miliardi di euro rispetto al precedente Piano Strategico.

26 miliardi di euro verranno allocati al business integrato, con una forte accelerazione degli investimenti nelle Rinnovabili, che raggiungeranno circa 20 miliardi di euro, nelle geografie caratterizzate da significativa crescita della domanda elettrica. La capacità addizionale rinnovabile sarà costituita per circa 9 GW da progetti greenfield e per circa 6 GW da brownfield, per un totale di circa 15 GW complessivi – di cui più del 75% eolico e tecnologie programmabili, quali impianti di accumulo a batteria. Il Gruppo raggiungerà oltre 80 GW di capacità rinnovabile installata al 2028.

Per quanto riguarda i Clienti, il Gruppo ne ribadisce la centralità e intende aumentarne la fidelizzazione e il valore attraverso offerte bundled, con l'obiettivo di incrementare la propria base clienti sul mercato libero (elettricità, gas e fibra) a circa 26 milioni nel 2028 da 23 milioni circa del 2025.

Nelle Reti, il Gruppo ha pianificato investimenti totali per oltre 26 miliardi di euro che porteranno la Regulated Asset Base (RAB) a crescere del 22%, da circa 47 miliardi di euro a fine 2025 a circa 58 miliardi di euro nel 2028.

Il Piano Strategico 2026-2028 prevede l'ulteriore miglioramento del profilo rischio/rendimento del Gruppo, grazie a una maggiore visibilità e prevedibilità dei risultati. Più del 90% dei circa 74 miliardi di euro di EBITDA ordinario cumulato nel periodo 2026-2028 deriverà infatti da attività regolate o contrattualizzate.

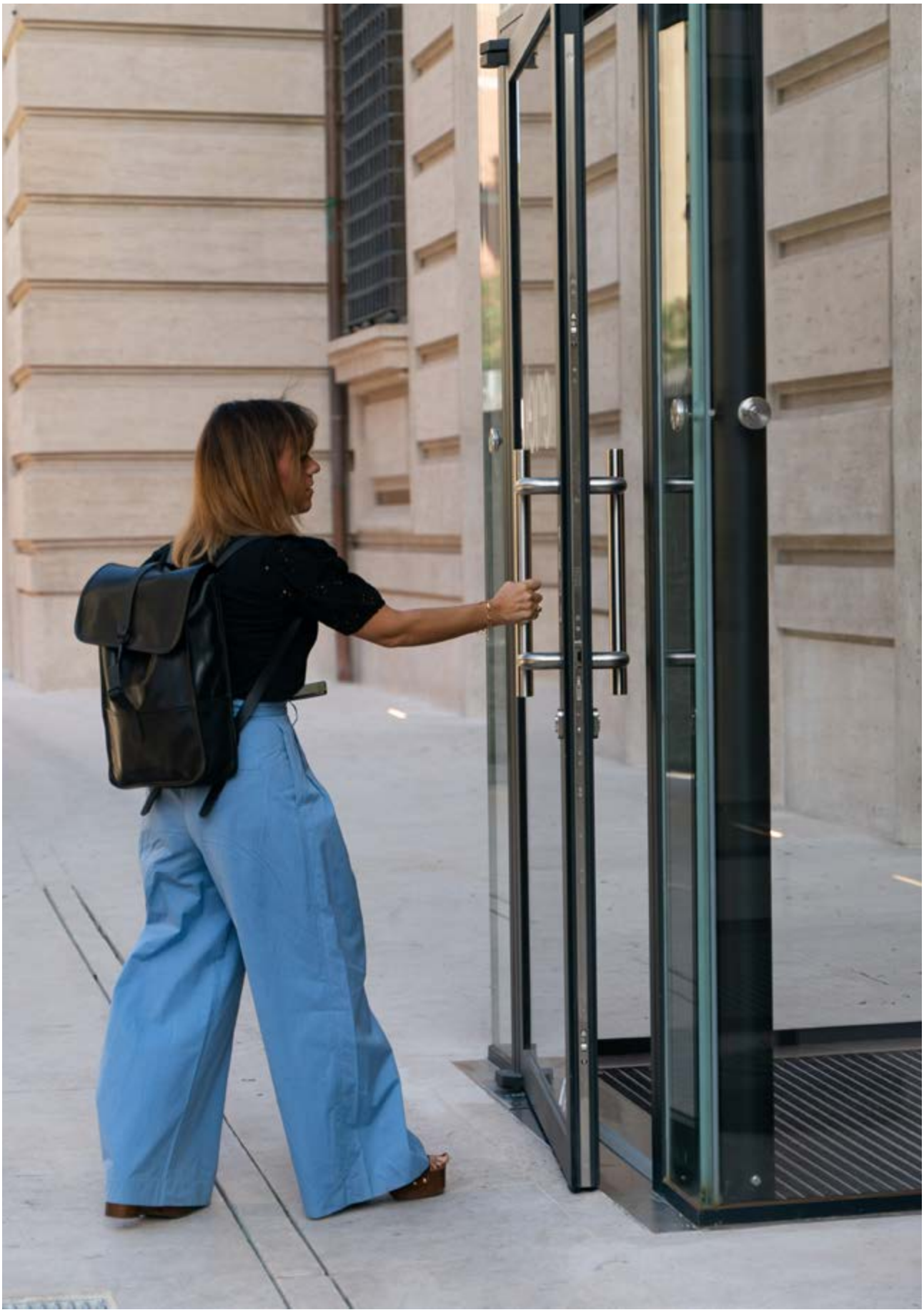
Il Gruppo prevede inoltre che al 2028 l'utile netto ordinario per azione (EPS) raggiungerà un valore compreso tra 0,80 e 0,82 euro, in crescita rispetto ai circa 0,69 euro del 2025, con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 6%. Nel periodo 2026-2028, in linea con la crescita attesa dell'EPS, si prevede che anche il dividendo per azione (DPS) aumenti di circa il 6% in termini di CAGR tra il 2025 e il 2028.

Inoltre, con la finalità di riconoscere agli azionisti una remunerazione aggiuntiva attraverso l'annullamento delle azioni, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato l'esecuzione di una nuova tranche del programma di share buyback per un esborso complessivo massimo fino a 1 miliardo di euro, in attuazione della delibera dell'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, che ha autorizzato all'acquisto e al successivo annullamento di azioni proprie per un esborso complessivo fino a 3,5 miliardi di euro.

Sul fronte della sostenibilità ambientale il Gruppo prosegue il percorso di 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 Science Based Targets initiative (SBTi), e conferma l'obiettivo di raggiungere zero emissioni nette in tutti gli Scope entro il 2040. Lungo questo percorso, il Gruppo continuerà a salvaguardare il tessuto socioeconomico attraverso il proprio piano di Just Transition.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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 14 ottobre 2025.

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 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 e ritenute rilevanti in base al processo di doppia materialità.

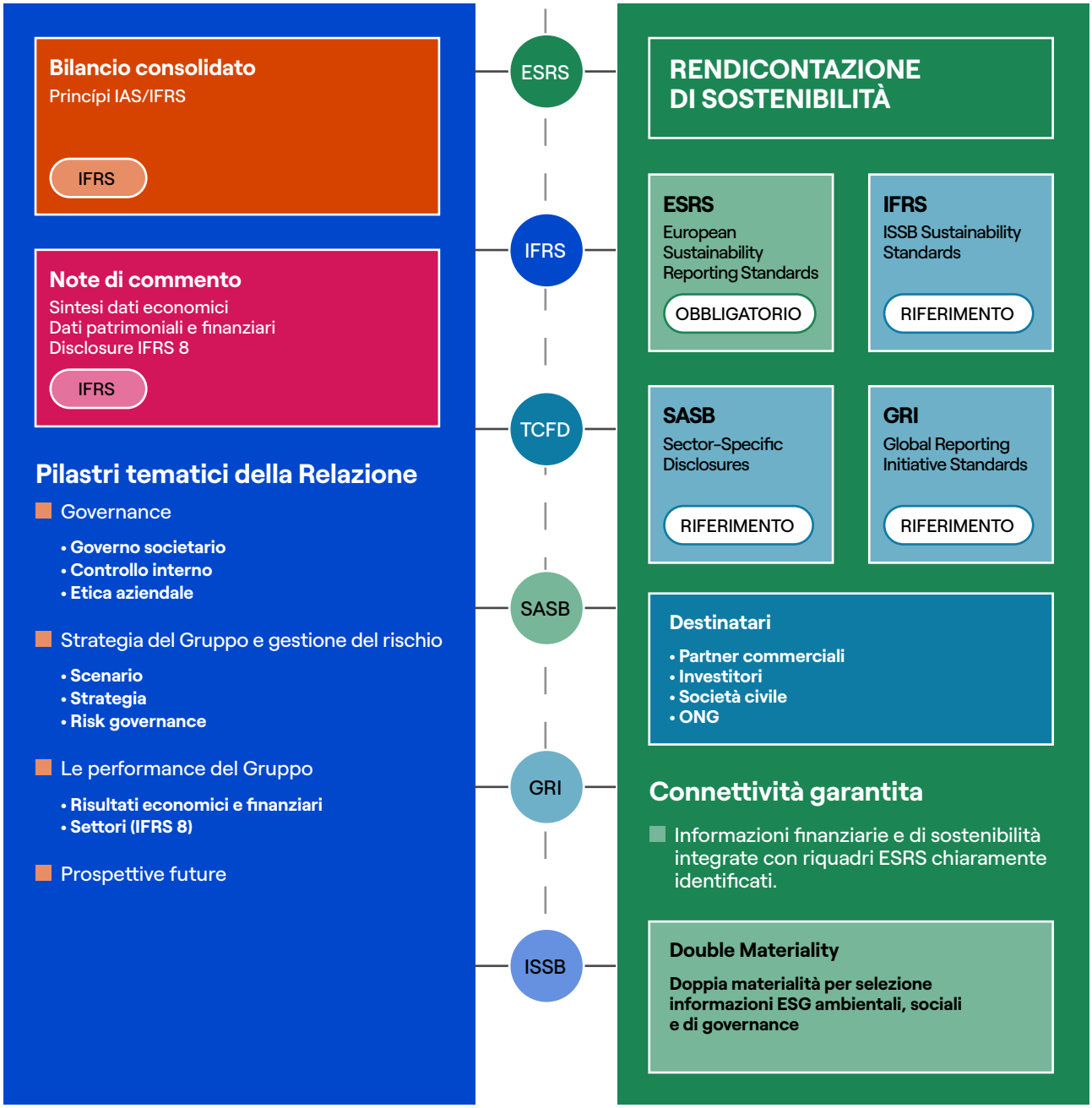
In tale contesto, il Gruppo Enel ha definito la struttura della Relazione sulla gestione tenendo in considerazione sia le esigenze informative e le aspettative degli user della Relazione sulla gestione, sia quanto previsto dalle sopracitate norme sulla Rendicontazione di Sostenibilità, presentando le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

L'organizzazione delle informazioni all'interno della Relazione sulla gestione prevede:

- una **sezione generale**, che si articola in due aree principali:
  - una **parte introduttiva** dedicata alla presentazione del Gruppo, ai fatti di rilievo avvenuti nell'esercizio e a una sintesi dei risultati presentati su base like for like;
  - **quattro pilastri tematici chiave** (ovvero, "Governance", "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", "Performance del Gruppo" e "Prospettive future"), che accolgono anche una serie di disclosure richieste dagli ESRS cross-cutting nonché le informazioni sui settori operativi richieste dall'IFRS 8;
- un **focus specifico dedicato ai "Cambiamenti climatici"**, che presenta le informazioni richieste dall'ESRS E1, oltre che altre disclosure ritenute rilevanti per i primary user, in considerazione della rilevanza del tema ai fini strategici e anche nell'obiettivo di garantire una migliore connettività con il Bilancio consolidato;
- una sezione dedicata in maniera specifica alla **Rendicontazione consolidata di Sostenibilità**, che "include mediante riferimento" le informazioni ambientali, sociali e di governance conformi agli ESRS, presentate nelle altre sezioni della Relazione sulla gestione, oltre che informazioni di sostenibilità non richieste dagli ESRS ma ritenute rilevanti per i primary user.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Enel – Approccio Building Block ISSB – Relazione finanziaria annuale consolidata



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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.

Ai fini della predisposizione della Relazione sulla gestione, 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 o non richiesti dagli ESRS ma ritenuti rilevanti per i primary user 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 riquadri di riferimento, che ne evidenziano l'allineamento ai pertinenti requisiti di rendicontazione.

Sempre in ottica di connettività e ai fini di una comunicazione più efficace e organica dell'informativa sul cambiamento climatico, nell'ambito delle Note di commento al Bilancio consolidato è stata predisposta una mappatura delle relative tematiche con evidenza dei diversi paragrafi in cui si presentano le specifiche disclosure.

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).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket
sdir storage
CERTIFIED

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket sdir storage CERTIFIED

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1
Gruppo Enel

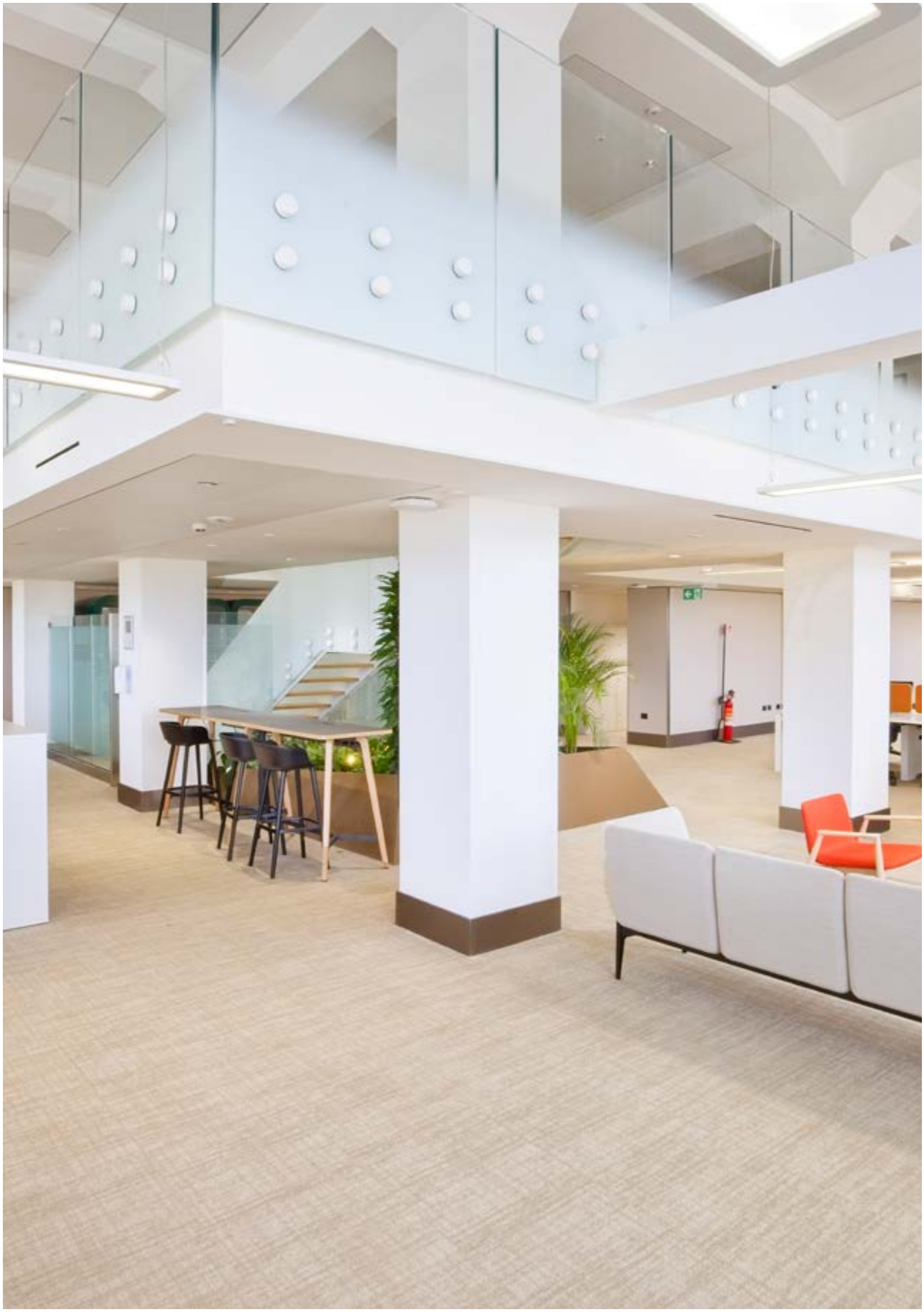
La vision di Enel

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 Enel, operando in modo integrato lungo l'intera catena del valore energetico – generazione, distribuzione, vendita e servizi – persegue efficienza, crescita sostenibile e solidità finanziaria cogliendo le opportunità della transizione energetica e digitale, coniugando decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi per creare valore condiviso e rafforzare la resilienza del business nel lungo periodo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il modello di business

ESRS 2 SBM-1 – *Strategia, modello aziendale e catena del valore*

Il Gruppo Enel opera in maniera integrata lungo l'intera catena del valore dell'energia – generazione, distribuzione, vendita e servizi – con l'obiettivo di massimizzare la redditività del capitale investito e garantire la solidità finanziaria di lungo periodo. La strategia del Gruppo è volta a cogliere le opportunità derivanti dalla transizione energetica e digitale per ottimizzare il profilo di rischio/rendimento, assicurando una gestione proattiva delle dinamiche di un settore in rapida evoluzione. Come dettagliato nel paragrafo "Modello organizzativo", ciascuna Linea di Business persegue specifici obiettivi di efficienza e crescita, contribuendo sinergicamente ai risultati consolidati.

Attraverso l'integrazione dei target di sostenibilità industriale con la disciplina finanziaria, il Gruppo persegue la creazione di valore condiviso e durevole. Questo approccio consente di coniugare la decarbonizzazione e l'elettrificazione dei consumi con la generazione di margini operativi sostenibili, salvaguardando il tessuto socioeconomico e rafforzando la resilienza del business nei Paesi in cui il Gruppo opera.

Di seguito viene rappresentata la 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 cui partecipano e alle loro caratteristiche, classificandoli in residenziali, commerciali, industriali, enti pubblici nonché utenti della distribuzione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Modello di creazione del valore

INPUT E DIPENDENZE

DATI FINANZIARI

57.182 mln € indebitamento finanziario netto
65% fonti di finanziamento sostenibili
46.805 mln € patrimonio netto totale
103.987 mln € capitale investito netto

DATI PATRIMONIALI

93.675 mln € immobili, impianti e macchinari
15.132 mln € attività immateriali
10.671 mln € investimenti
86,6% investimenti allineati alla Tassonomia UE

Capitale finanziario: le risorse finanziarie costituiscono il motore dell'attività d'impresa. Il Gruppo finanzia i propri investimenti (Capex) e il capitale circolante attraverso una combinazione equilibrata di flussi di cassa operativi, accesso ai mercati dei capitali e strumenti di finanza sostenibile (sustainable-linked finance), ottimizzando il costo del debito e garantendo la liquidità necessaria per lo sviluppo strategico.

RISORSE NATURALI

168,59 TWh totale consumi energia (primaria e finale)
32.141 mila m³ consumi idrici totali

Capitale produttivo e Risorse naturali: l'infrastruttura industriale si basa sull'approvvigionamento efficiente di commodity energetiche (gas, vettori per la transizione) e materie prime strategiche (rame, litio, terre rare) essenziali per lo sviluppo degli asset rinnovabili e la digitalizzazione delle reti. La gestione oculata di tali risorse è critica per la continuità del business e l'indipendenza energetica.

CAPITALE UMANO

61.634 dipendenti
4.606 assunzioni

Capitale umano: il know-how e la produttività delle oltre 60.000 persone che lavorano nel Gruppo, unitamente alla forza lavoro dell'indotto, rappresentano un asset intangibile fondamentale per l'esecuzione del Piano Industriale e l'eccellenza operativa.

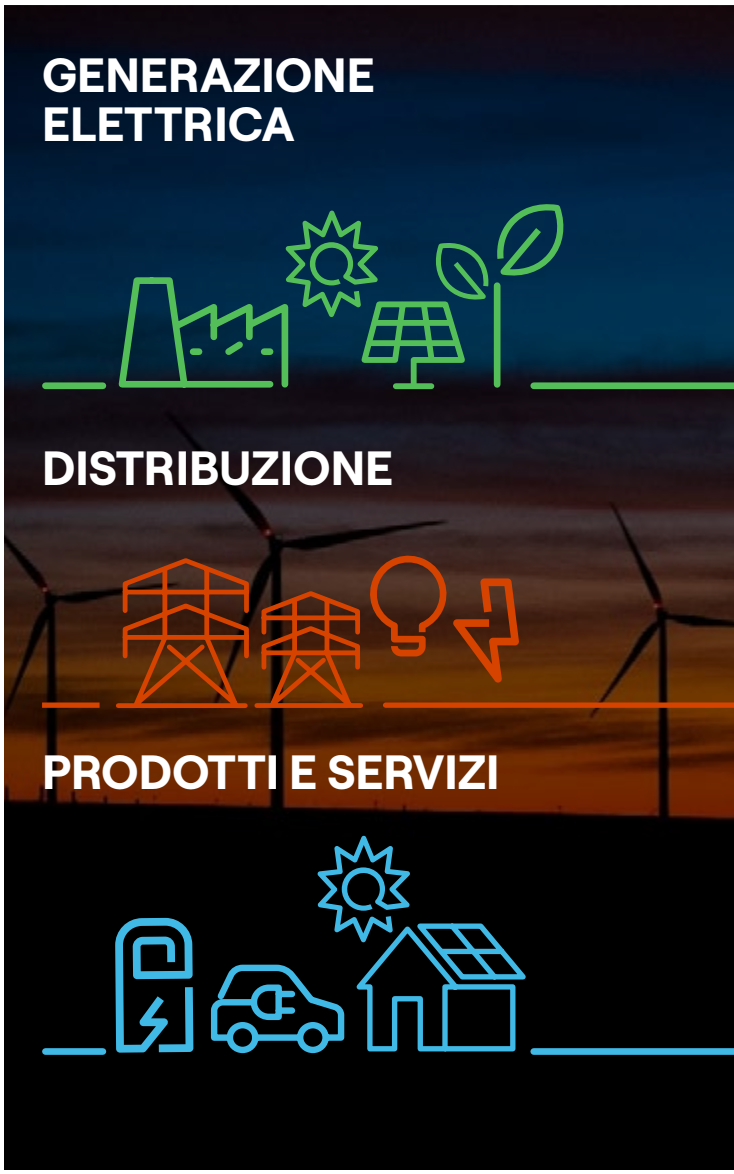
RELAZIONI CON PARTNER E STAKEHOLDER

Capitale relazionale: il mantenimento di relazioni costruttive e trasparenti con istituzioni, partner industriali e comunità locali è funzionale alla stabilità operativa ("licence to operate") e alla minimizzazione dei rischi regolatori e reputazionali.

UPSTREAM

Acquisizione di forniture, lavori e servizi

IL BUSINESS DI ENEL



DOWNSTREAM

Relazioni con i clienti retail

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Acquisizione di commodity energetiche

Relazioni con gli utenti finali

OUTPUT E BENEFÍCI

INVESTITORI

6.060 mln € dividendi e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride
0,49 (€/sh) DPS fisso
80.346 mln ricavi
22.874 mln EBITDA ordinario
13.926 mln cash flow da attività operativa

Azionisti e Comunità finanziaria: Enel è impegnata a garantire una remunerazione attrattiva e sostenibile del capitale di rischio. Attraverso una governance trasparente e una comunicazione finanziaria rigorosa, il Gruppo mira ad accrescere la fiducia degli investitori, assicurando la comprensione delle performance operative e la trasformazione efficace delle risorse impiegate in utile e dividendi.

AMBIENTE

62,53 mln tCO_{2eq} carbon footprint[1]
3.950 mila m^3 volume di acqua riciclata

Ambiente: il Gruppo Enel è impegnato nella tutela del capitale naturale attraverso attività di prevenzione e riduzione degli impatti su aria, acqua ed ecosistemi e mantenendo un approccio orientato alla gestione sostenibile delle risorse e dei rifiuti.

PERSONE ENEL

33,9% donne manager e middle manager
0,67 indice di frequenza degli infortuni sul lavoro (Lost Time Injury Frequency Rate) personale Enel

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

CLIENTI

188,4 min medi SAIDI
122,5 reclami commerciali /10.000 clienti

Clienti: la strategia commerciale è orientata all'offerta di soluzioni energetiche competitive e flessibili, volte a fidelizzare la base clienti e stabilizzare i ricavi, con attenzione all'accessibilità del servizio e alle fasce vulnerabili.

COMUNITÀ

1,16 mln beneficiari associati a progetti per accesso all'energia e povertà energetica (SDG 7)

Comunità e Sistema Paese: il Gruppo contribuisce allo sviluppo economico dei territori attraverso investimenti infrastrutturali, creazione di occupazione e un significativo contributo fiscale, promuovendo al contempo l'accesso all'energia come leva di crescita economica.

FORNITORI

94,0% di fornitori sottoposti a valutazione ambientale/sociale[2]
1.381 fornitori coinvolti in programmi di capacity building

Fornitori: l'integrazione della filiera produttiva mira a stimolare la crescita dimensionale e qualitativa dei partner commerciali, supportandoli nell'adeguamento agli standard tecnologici e ambientali necessari per competere in un mercato globale in evoluzione.

(1) Emissioni lorde di GES di Scope 1, 2 e 3 (totale location based).
(2) Percentuale di fornitori Tier 1 con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno sottoposti a valutazione ambientale/sociale.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

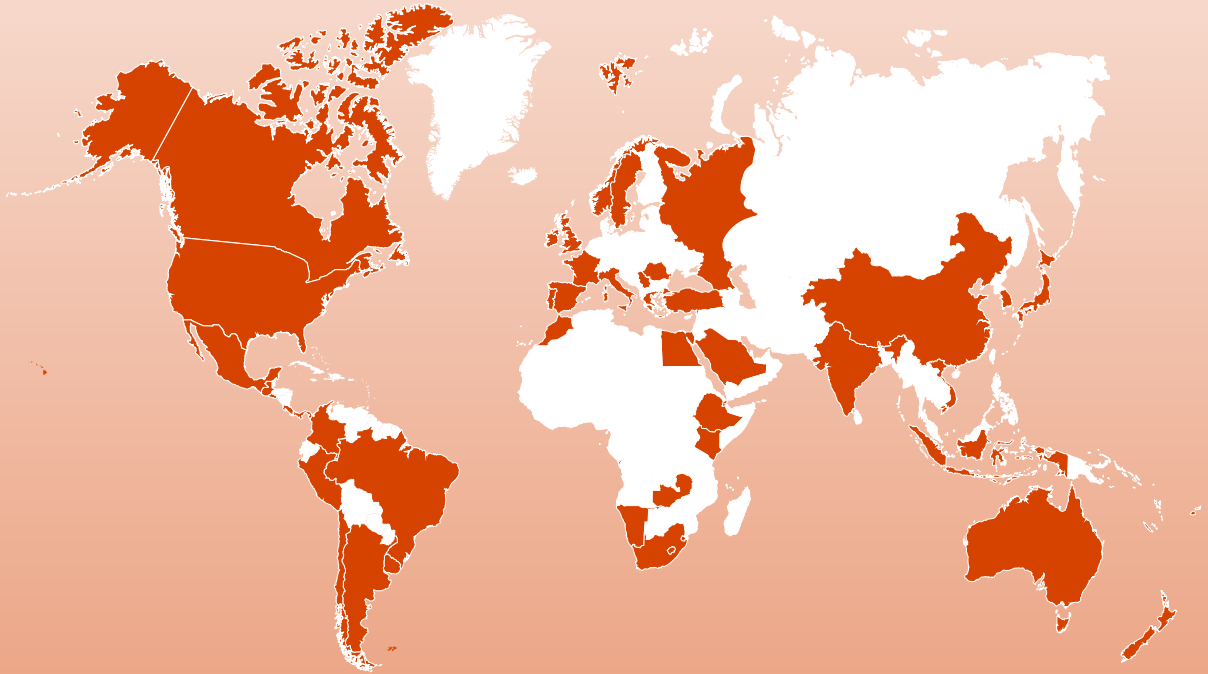
Localizzazione geografica di Enel

Il Gruppo Enel è presente in 41 Paesi nei diversi continenti con più di 1.200 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica:

41 Paesi

Più di
1.200
Società controllate

n. **61.634**
Totale dipendenti Enel



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Localizzazione geografica di Enel

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Fatti di rilievo del 2025

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.

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 scadenza 24 febbraio 2028;
- 750 milioni di euro a un tasso fisso del 3%, con scadenza 24 febbraio 2031;
- 500 milioni di euro a un tasso fisso del 3,5%, con 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.

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 è stato pari a 961 milioni di euro, di cui 959 milioni di euro pagati per cassa e un importo residuo di 2 milioni di euro soggetto al rispetto di determinate condizioni contrattuali.
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.

Avvio del programma di acquisto di azioni proprie di Endesa

In data 26 marzo 2025, il Consiglio di Amministrazione della controllata Endesa SA ha approvato un programma quadro di riacquisto di azioni proprie per un importo massimo complessivo di 2 miliardi di euro, da eseguirsi in più tranche entro il 31 dicembre 2027.
Nel corso dell'esercizio 2025 è stata data esecuzione alle prime tre tranche del programma:

- la prima tranche, conclusasi nell'aprile 2025, ha riguardato l'acquisto di azioni per un controvalore di 17 milioni di euro a servizio del piano di retribuzione flessibile per i dipendenti;
- la seconda tranche, finalizzata alla riduzione del capitale sociale, si è conclusa anticipatamente nell'ottobre 2025 per un controvalore di 442 milioni di euro (pari all'88,5% dell'importo massimo stanziato);
- la terza tranche, anch'essa destinata alla riduzione del capitale sociale per un importo massimo di 500 milioni di euro, è stata avviata nell'ottobre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Al 31 dicembre 2025, nell'ambito della seconda e terza tranche, Endesa ha riacquistato complessivamente 19,8 milioni di azioni proprie per un esborso totale di 525 milioni di euro; tali azioni risultano interamente in portafoglio alla data di chiusura dell'esercizio.

Nasce Nuclitalia: Enel, Ansaldo Energia e Leonardo insieme per la ricerca sul nuovo nucleare

In data 14 maggio 2025, Enel, Ansaldo Energia e Leonardo hanno formalizzato la costituzione di Nuclitalia, società che si occuperà dello studio di tecnologie avanzate e dell'analisi delle opportunità di mercato nel settore del nuovo nucleare. Le quote del capitale di Nuclitalia sono detenute per il 51% da Enel, per il 39% da Ansaldo Energia e per il 10% da Leonardo.
Nuclitalia avrà il compito di valutare i design più innovativi e maturi del nuovo nucleare sostenibile, con un focus iniziale sugli Small Modular Reactor (SMR) raffreddati ad acqua.

Perfezionata la cessione a Energetický a průmyslový holding della quota residua della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne

In data 23 maggio 2025, Enel Produzione SpA ha perfezionato la cessione a Energetický a průmyslový holding (EPH) del 50% del capitale sociale detenuto in Slovak Power Holding BV, società titolare del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne.
La cessione è avvenuta in esecuzione dell'accordo sottoscritto il 18 dicembre 2024 a seguito dell'esercizio della early call option da parte di EPH prevista dagli accordi sottoscritti tra il 2015 e il 2020, nell'ambito dei quali era stato definito e versato il corrispettivo complessivo per la vendita del 100% del capitale di Slovak Power Holding, pari a 150 milioni di euro.
In questa fase, l'operazione ha previsto il rimborso da parte di EPH dei finanziamenti erogati dal Gruppo Enel a favore di Slovenské elektrárne, per un importo complessivo di 1.144 milioni di euro inclusivo degli interessi maturati (di cui 77 milioni di euro già incassati nel 2024) e la decadenza di ogni impegno finanziario e garanzie in capo al Gruppo Enel nei confronti di Slovak Power Holding e di Slovenské elektrárne.
L'operazione ha generato un impatto negativo contabile sull'utile netto del Gruppo di 341 milioni di euro, che si riferisce al rilascio di riserve di patrimonio netto.

Perfezionato l'accordo per l'acquisizione di Cetasa, società che detiene un portafoglio di impianti e progetti eolici in Spagna

In data 31 luglio 2025, Enel ha annunciato che Enel Green Power España SLU, società del Gruppo controllata tramite Endesa, ha siglato e perfezionato un accordo per l'acquisizione da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra del 37,5% e del 25% rispettivamente del capitale sociale di Cetasa, società che detiene un portafoglio di 99 MW di impianti eolici operativi nella provincia spagnola di Soria, e ulteriori 30 MW di progetti eolici in fase di sviluppo. Per effetto dell'accordo, Enel Green Power España SLU ha aumentato la propria partecipazione in Cetasa raggiungendo il 100%. Il corrispettivo pagato è stato di 45 milioni di euro per un enterprise value riferito al 100% di circa 60 milioni di euro.

Programma di acquisto di azioni proprie di Enel Américas

In data 31 luglio 2025, il Consiglio di Amministrazione della controllata quotata cilena Enel Américas SA ha approvato la convocazione di un'Assemblea straordinaria degli azionisti che si è tenuta in data 28 agosto 2025 per deliberare in merito all'approvazione di un programma di acquisto di azioni proprie.
Tale programma ha a oggetto l'acquisto di azioni proprie sino a un massimo del 4% del capitale di Enel Américas e una durata pari a 90 giorni a decorrere dalla data della suddetta Assemblea.
Il Consiglio di Amministrazione della società, riunitosi dopo l'Assemblea straordinaria, ha deciso che il prezzo di acquisto per l'offerta di riacquisto delle azioni fosse di 105,23 dollari statunitensi, corrispondente al prezzo medio ponderato durante i 90 giorni antecedenti il 30 luglio 2025, con un premio del 15%.
L'operazione è stata finalizzata in data 1° ottobre 2025 con un esborso di 421 milioni di euro. A seguito dell'operazione la percentuale di interessenza del Gruppo in Enel Américas SA è passata da 82,27% a 85,71%.

Enel avvia un programma di buyback fino a 1 miliardo di euro

In data 31 luglio 2025, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie per un esborso massimo complessivo di 1 mi-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

liardo di euro e per un numero massimo di 495 milioni di azioni, equivalenti a circa il 4,87% del capitale sociale di Enel.
Il programma, avente la finalità di riconoscere agli azionisti una remunerazione aggiuntiva rispetto alla distribuzione dei dividendi attraverso il successivo annullamento delle azioni acquistate, ha avuto inizio il 1° agosto 2025 e si è concluso entro il termine previsto del 31 dicembre 2025.
Al 31 dicembre 2025, in esecuzione del programma, Enel SpA ha acquistato n. 122.469.633 azioni proprie per un controvalore complessivo di 1.000 milioni di euro. Tenuto conto delle azioni già in portafoglio e degli acquisti effettuati nel periodo, alla data di chiusura dell'esercizio la Società detiene complessivamente n. 133.554.875 azioni proprie, pari a circa l'1,3% del capitale sociale.

Enel realizza il collocamento di un bond multi-tranche da 4,5 miliardi di dollari statunitensi a un costo medio equivalente in euro di circa il 3,6%

Il 24 settembre 2025, Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato un bond multi-tranche rivolto agli investitori istituzionali nei mercati statunitense e internazionali per un importo complessivo di 4,5 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 3,8 miliardi di euro. L'operazione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste di sottoscrizione in esubero per circa 3 volte, con ordini complessivi per un importo pari a circa 14,4 miliardi di dollari statunitensi. Strutturata in quattro tranche e conclusa il 30 settembre 2025, ha una durata media di circa 12 anni e presenta un costo medio equivalente in euro di circa il 3,6%.

Enel aumenta di 285 MW la capacità rinnovabile consolidata negli Stati Uniti

In data 1° ottobre 2025, Enel Green Power North America (EGPNA), società del Gruppo controllata tramite Enel North America, ha perfezionato un'operazione di asset swap con Gulf Pacific Power. Per effetto del relativo accordo, EGPNA ha incrementato la partecipazione in alcune società titolari di impianti eolici portandola al 51%; parallelamente, la società ha ceduto alcune partecipazioni di minoranza in impianti eolici e l'intera partecipazione in un impianto eolico di minore dimensione, versando un corrispettivo per cassa di circa 50 milioni di dollari statunitensi soggetto a un meccanismo di aggiustamento tipico per questo tipo di operazioni.
Di conseguenza, Enel ha aumentato la propria capacità installata netta consolidata negli Stati Uniti di 285 MW; l'operazione è in linea con la strategia di crescita della capacità di generazione da fonti rinnovabili del Gruppo Enel anche attraverso l'acquisizione di asset già in esercizio (brownfield).

Enel e Masdar perfezionano l'accordo di partnership firmato nel marzo 2025 per 446 MW fotovoltaici operativi in Spagna

In data 2 ottobre 2025, Enel Green Power España, società del Gruppo controllata tramite Endesa, ha perfezionato la vendita a Masdar, il leader nell'energia pulita degli Emirati Arabi Uniti, di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99% del capitale sociale, in EGPE Solar 2, veicolo che detiene quattro asset fotovoltaici di Endesa operativi in Spagna per una capacità installata complessiva di 446 MW.
In linea con l'accordo firmato il 24 marzo 2025, Masdar ha pagato un corrispettivo di 182 milioni di euro per l'acquisizione del 49,99% del capitale sociale di EGPE Solar 2, corrispettivo soggetto ai meccanismi di aggiustamento tipici di operazioni di questo genere.
L'operazione non ha prodotto impatti sui risultati economici del Gruppo, in quanto Enel continuerà a mantenere il controllo di EGPE Solar 2 e a consolidare integralmente la società.
Questa operazione, che fa seguito alla partnership già perfezionata con Masdar nel dicembre 2024 relativa a un portafoglio di 2 GW di altri asset solari operativi in Spagna, è in linea con il Piano Strategico 2025-2027 con la finalità di mantenere il controllo degli asset strategici e massimizzare la produttività e i ritorni sul capitale investito.

Nasce Lene, la nuova digital company del Gruppo Enel

In data 28 ottobre 2025, il Gruppo ha costituito Lene, una nuova società a vocazione digitale che offrirà servizi di luce e successivamente anche di gas, con l'obiettivo di presidiare un segmento di mercato in crescita, caratterizzato da una domanda orientata all'utilizzo di canali digitali.

Enel acquisisce un portafoglio di impianti eolici onshore in Germania

In data 15 dicembre 2025, Enel, attraverso la controllata Enel Green Power Germany GmbH, ha perfezionato l'acquisizione di un portafoglio composto da due impianti eolici onshore in Germania che hanno una potenza installata complessiva di

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

51 MW. Questa operazione, con un enterprise value di circa 80 milioni di euro, rappresenta la prima significativa acquisizione del Gruppo Enel di un portafoglio di impianti operativi in Germania, un mercato chiave all'interno della strategia di espansione geografica del Gruppo, grazie al potenziale di crescita e a un contesto regolatorio favorevole.

Centrale idroelettrica di Bargi

In relazione all'incidente di Bargi del 9 aprile 2024, Enel Green Power Italia continua a collaborare con le autorità competenti per la ricostruzione dell'evento, le cui cause sono ancora in corso di accertamento da parte della Procura della Repubblica di Bologna. In vista dello svolgimento da parte degli inquirenti di un accertamento tecnico non ripetibile, la Procura di Bologna ha provveduto a iscrivere nel registro degli indagati cinque persone: tre dipendenti Enel Green Power Italia e due professionisti esterni coinvolti nell'esecuzione degli appalti di lavoro che erano in corso presso la centrale. Tale iscrizione rappresenta sostanzialmente un atto dovuto a garanzia delle persone indagate, in relazione allo svolgimento di tale accertamento.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

2 Sintesi dei risultati

Risultato netto ordinario del Gruppo a 7,0 miliardi di euro

Enel chiude l'esercizio 2025 con risultati solidi, centrando tutti gli obiettivi annuali comunicati ai mercati. L'EBITDA ordinario si attesta a 22,9 miliardi di euro, in linea con la guidance, e l'utile netto ordinario del Gruppo raggiunge 7,0 miliardi di euro, al di sopra della guidance, per effetto di una migliore conversione dell'EBITDA ordinario e di minori oneri finanziari netti connessi sia alla riduzione dell'indebitamento lordo sia alla riduzione del suo costo medio.

Investimenti focalizzati su reti e rinnovabili

Nel 2025 gli investimenti ammontano a 10.671 milioni di euro, concentrati principalmente su reti e rinnovabili: Enel Grids accelera soprattutto in Italia, Brasile e Spagna per migliorare affidabilità, qualità del servizio e resilienza climatica, mentre in Enel Green Power la maggiore selettività è in linea con la strategia del Gruppo, che include anche acquisizioni di impianti rinnovabili già operativi (*Brownfield*).

Dividendo proposto pari a 0,49 euro per azione (+4,3%)

La solida generazione di cassa e l'ottimizzazione nell'allocazione del capitale hanno consentito di proporre un dividendo complessivo di 0,49 euro per azione per l'esercizio 2025, in crescita del 4,3% rispetto agli 0,47 euro del 2024, in piena coerenza con la politica dei dividendi e con i target di rendimento delineati nell'aggiornamento del Piano Strategico.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Highlights

	2025	2024	2025-2024
Ricavi (milioni di euro)	80.346	78.947	1,8%
Margine operativo lordo (milioni di euro)	22.073	24.066	-8,3%
Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro)	22.874	22.801	0,3%
Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	4.225	7.016	-39,8%
Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	7.011	7.135	-1,7%
Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	57.182	55.767	2,5%
Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	13.926	13.223	5,3%
Investimenti (milioni di euro)	10.671	10.821	-1,4%
Potenza efficiente netta consolidata totale (GW)[1]	87,0	83,8	3,8%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (GW)[1]	61,9	59,5	4,0%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (%)	71,1%	71,0%	0,1%
Potenza efficiente consolidata aggiuntiva rinnovabile (GW)	2,56	2,64	-3,0%
Storage (GW)	3,4	2,9	17,2%
Potenza efficiente non consolidata (GW)	5,80	6,30	-7,9%
Potenza efficiente installata totale (GW)	92,80	90,10	3,0%
Produzione netta di energia elettrica consolidata (TWh)	186,10	191,87	-3,0%
Produzione netta di energia elettrica rinnovabile consolidata (TWh)	128,06	133,33	-4,0%
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.880.651	1.870.283	0,6%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	474,7	481,2	-1,4%
Utenti finali (n.)	69.066.581	68.523.156	0,8%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	46.204.043	45.181.536	2,3%
Energia venduta da Enel (TWh)	249,9	273,5	-8,6%
Clienti retail (n.)[2]	54.358.950	55.476.431	-2,0%
- di cui mercato libero[2]	*22.532.644*	*23.656.147*	*-4,7%*
Demand response (MW)	10.245	9.250	10,8%
Punti di ricarica pubblici (n.)[2]	31.572	28.314	11,5%
N. dipendenti	61.634	60.359	2,1%

(1) Il dato include, in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, la capacità efficiente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.

(2) Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Principali indicatori economici e finanziari

Risultati economici del Gruppo

Si riportano di seguito i principali indicatori economici del Gruppo per l'anno 2025 per singola Linea di Business con il relativo confronto con l'esercizio precedente.

	Ricavi			EBITDA ordinario			EBIT ordinario		
Milioni di euro	2025	2024	Var. %	2025	2024	Var. %	2025	2024	Var. %
Generazione Termoelettrica e Trading	27.922	24.276	15,0%	3.139	3.245	-3,3%	2.263	2.397	-5,6%
Enel Green Power	11.649	12.239	-4,8%	6.782	7.316	-7,3%	4.770	5.586	-14,6%
Enel Grids	22.811	24.915	-8,4%	8.896	8.199	8,5%	5.511	4.858	13,4%
Mercati finali	35.266	40.182	-12,2%	4.203	4.345	-3,3%	2.645	2.484	6,5%
Holding e Servizi	2.123	1.944	9,2%	(146)	(304)	52,0%	(375)	(564)	-
Elisioni e rettifiche	(19.425)	(24.609)	21,1%	-	-	-	-	-	-
Totale	**80.346**	**78.947**	**1,8%**	**22.874**	**22.801**	**0,3%**	**14.814**	**14.761**	**0,4%**

Nel corso dell'esercizio 2024 si sono perfezionate alcune operazioni di razionalizzazione e focalizzazione su Paesi e Linee di Business "core" che hanno modificato il perimetro di consolidamento del Gruppo producendo un differente impatto sui risultati nei due esercizi a confronto. Al fine di fornire una rappresentazione comparabile dell'andamento del perimetro di business e consentire una migliore comprensione delle dinamiche operative sottostanti, alcuni indicatori sono stati rielaborati, ai soli fini gestionali, per riflettere gli effetti dei cambi avvenuti nel perimetro di consolidamento come se le operazioni fossero avvenute sin dall'inizio del periodo di confronto ("like for like").

					Like for like			
Milioni di euro	2025	2024	2025-2024		2025	2024	2025-2024	
Ricavi	80.346	78.947	1.399	1,8%	80.346	75.895	4.451	5,9%
Margine operativo lordo ordinario	22.874	22.801	73	0,3%	22.874	22.435	439	2,0%
Risultato operativo ordinario	14.814	14.761	53	0,4%	14.814	14.454	360	2,5%
Risultato netto del Gruppo ordinario	7.011	7.135	(124)	-1,7%	7.011	6.635	376	5,7%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

In particolare, nei dati like for like riferiti all'esercizio 2024 non sono stati quindi considerati gli effetti generati dalle seguenti principali operazioni di cessione:

Milioni di euro	2024 Ricavi	Margine operativo lordo ordinario	Risultato operativo ordinario	Risultato netto del Gruppo ordinario
Valore contabile	**78.947**	**22.801**	**14.761**	**7.135**
Plusvalenza da cessione attività in Perù	(1.347)	-	-	-
Plusvalenza da cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	(989)	-	-	-
Cessione delle attività in Perù	(582)	(250)	(191)	(117)
Cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	(118)	(100)	(100)	(72)
Cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	-	-	-	(298)
Altro	(16)	(16)	(16)	(13)
Valore like for like	**75.895**	**22.435**	**14.454**	**6.635**

Nel 2025, i **ricavi** del Gruppo Enel si attestano a 80.346 milioni di euro, in aumento dell'1,8% rispetto ai 78.947 milioni di euro del 2024.
L'incremento su base like for like, pari a 4.451 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi della Generazione Termoelettrica e Trading per la vendita di commodity sul mercato wholesale, in un contesto di mercato con prezzi medi crescenti rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ai maggiori ricavi per energia e gas trasportati, principalmente relativi all'Italia, e all'incremento dei ricavi retail in Spagna.
Tali fenomeni hanno più che compensato la diminuzione dei ricavi retail in Italia, connessa al riposizionamento del portafoglio clienti, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi applicati ai clienti retail e alle piccole e medie imprese e delle minori quantità di energia vendute ai clienti del segmento top.

Il **margine operativo lordo ordinario** è in aumento di 73 milioni di euro (0,3%) rispetto all'esercizio precedente.
Nella rappresentazione like for like il margine operativo lordo ordinario è in aumento di 439 milioni di euro, nonostante gli impatti negativi delle variazioni dei tassi di cambio, complessivamente pari a 446 milioni di euro, grazie ai migliori risultati di Enel Grids in Italia, quale conseguenza della forte accelerazione degli investimenti messa in atto a partire dal 2023, nonché in Spagna, Colombia e Argentina, i quali hanno più che compensato la riduzione dei margini nei Business Integrati, principalmente in Italia nel mercato retail per la normalizzazione del portafoglio di offerta dei clienti retail e per le minori quantità vendute, e in Nord America, per la riduzione dei proventi da accordi di tax partnership.

Il **risultato operativo ordinario** del 2025 si incrementa di 53 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Considerando i dati gestionali su base like for like, il risultato operativo ordinario è in aumento di 360 milioni di euro in considerazione del miglioramento già commentato del margine operativo lordo ordinario al netto di maggiori ammortamenti nei due esercizi a confronto riconducibili agli investimenti entrati in esercizio nel corso dei 12 mesi precedenti.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2025 si riduce di 124 milioni di euro rispetto al 2024 per effetto essenzialmente del diverso contributo ai risultati delle attività cedute nel corso del 2024 commentate in precedenza, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dai minori oneri finanziari dell'esercizio 2025 connessi alla riduzione del debito medio.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dati patrimoniali e finanziari del Gruppo

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Capitale investito netto	103.987	104.938	(951)	-0,9%
Patrimonio netto complessivo	46.805	49.171	(2.366)	-4,8%
Indebitamento finanziario netto	57.182	55.767	1.415	2,5%
Investimenti	10.671	10.821	(150)	-1,4%

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2025 è pari a 103.987 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.805 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 57.182 milioni di euro.
Quest'ultimo al 31 dicembre 2025 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,22 (1,13 al 31 dicembre 2024).

Il decremento del capitale netto investito è collegato principalmente alla riduzione delle attività immobilizzate nette (-1.903 milioni di euro) per via degli adeguamenti di valore rilevati nell'anno, principalmente nel comparto termoelettrico in Italia e nelle rinnovabili in Spagna, Stati Uniti, Messico e Canada relativi a impianti eolici, fotovoltaici e sistemi di accumulo.
Tale riduzione è stata parzialmente compensata dall'incremento del capitale circolante netto (+163 milioni di euro), dalla riduzione dei fondi (+715 milioni di euro) e dal saldo positivo delle attività nette riclassificate come destinate alla vendita (+74 milioni di euro).

Il **patrimonio netto complessivo** al 31 dicembre 2025 si riduce di 2.366 milioni di euro prevalentemente per effetto dei dividendi distribuiti (6.119 milioni di euro, inclusivi dei coupon pagati ai titolari di obbligazioni ibride), della variazione negativa delle riserve legata all'operazione di buyback effettuata da Enel SpA (1.005 milioni di euro) e delle componenti di Conto economico rilevate direttamente a patrimonio netto (1.528 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati dal risultato del periodo (5.581 milioni di euro) e dall'incremento della riserva per obbligazioni ibride perpetue (1.074 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2025 si attesta a 57.182 milioni di euro, registrando un incremento di 1.415 milioni di euro rispetto alla fine del 2024, in quanto il fabbisogno generato dagli investimenti netti (10.190 milioni di euro), dal pagamento dei dividendi (6.060 milioni di euro), dall'acquisto di azioni proprie (1.947 milioni di euro), dalle acquisizioni brownfield (1.094 milioni di euro) e dall'effetto dei nuovi contratti di leasing (535 milioni di euro) è stato solo parzialmente compensato dalla generazione di cassa operativa (13.926 milioni di euro), dall'andamento favorevole dei tassi di cambio (2.779 milioni di euro), dalle nuove emissioni nette di obbligazioni ibride (1.074 milioni di euro) e dalle dismissioni di impianti fotovoltaici in Spagna (182 milioni di euro).

Gli **investimenti** ammontano a 10.671 milioni di euro nel 2025, in diminuzione di 150 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La tabella sottostante riepiloga la ripartizione e le variazioni intervenute negli investimenti per area geografica.

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Generazione Termoelettrica e Trading	591	673	(82)	-12,2%
Enel Green Power	1.939	3.055	(1.116)	-36,5%
Enel Grids	7.029	5.868	1.161	19,8%
Mercati finali	850	971	(121)	-12,5%
Holding e Servizi	262	254	8	3,1%
Totale[1]	**10.671**	**10.821**	**(150)**	**-1,4%**

(1) La voce non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (189 milioni di euro nel 2024).

La riduzione riflette il diverso approccio alla selezione degli investimenti, con maggior focus verso impianti già operativi (c.d. investimenti "brownfield") in modo da massimizzare il ritorno finanziario e la profittabilità.
Infatti, se si considerano tra gli investimenti l'acquisizione in Spagna di 34 impianti idroelettrici per 961 milioni di euro e quella di un portafoglio di impianti eolici per 45 milioni di euro, negli Stati Uniti di due impianti eolici nell'ambito di un accordo di asset swap per 44 milioni di euro e in Germania di due impianti eolici per 44 mi-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

lioni di euro, l'ammontare degli investimenti complessivi (in immobilizzazioni e in società proprietarie di impianti) effettuati nell'esercizio risulta essere di 11.765 milioni di euro, in aumento di 944 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
Gli investimenti del Gruppo sono concentrati soprattutto nelle reti (7.029 milioni di euro, 66% del totale) e nelle energie rinnovabili (1.939 milioni di euro, 18% del totale), in linea con le assunzioni del Piano Strategico del Gruppo.
Gli investimenti nelle attività di distribuzione si incrementano di 1.161 milioni di euro e sono finalizzati a migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio, assicurare una maggiore resilienza delle reti agli eventi climatici estremi e massimizzare la remunerazione degli attivi. In particolare, gli aumenti sono concentrati in Italia, Spagna, Brasile, Cile, Argentina e Colombia.
Per quanto riguarda le energie rinnovabili, la riduzione di 1.116 milioni di euro, senza considerare l'impatto degli investimenti brownfield sopra citati, ha riguardato soprattutto le attività in Nord America (678 milioni di euro), Brasile (295 milioni di euro), Italia (49 milioni di euro), Cile (185 milioni di euro) e Spagna (65 milioni di euro) ed è stata solo parzialmente compensata dall'aumento rilevato in Colombia (147 milioni di euro) e Sudafrica (14 milioni di euro).
Aggiungendo agli investimenti l'acquisizione degli impianti brownfield sopra citati, il totale degli investimenti in energia rinnovabile del 2025 è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.
Gli investimenti nei Mercati finali risultano in diminuzione di 121 milioni di euro, prevalentemente in Italia e Spagna.
Gli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading diminuiscono per 82 milioni di euro soprattutto in Italia.

VChain

Andamento degli indicatori di Borsa e remunerazione degli azionisti

	2025	2024	Variazione %
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)[1]	10.167	10.167	-
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)[2]	89.191	70.230	27,0%
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	8,77	6,91	26,9%
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,69	0,70	-1,4%
Dividendo unitario (euro)	0,49	0,47	4,3%

(1) Il numero di azioni include n. 133.554.875 azioni proprie nel 2025 e n. 12.079.670 azioni proprie nel 2024.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

Nel corso del 2025 il titolo Enel ha registrato una solida performance sui mercati finanziari, con il prezzo medio di dicembre in crescita del 26,9% rispetto all'analogo periodo del 2024. Tale dinamica si è riflessa in un aumento della capitalizzazione borsistica di circa 19 miliardi di euro, a 89,2 miliardi di euro, a conferma del crescente apprezzamento da parte degli investitori nei confronti del profilo strategico e finanziario del Gruppo.
Il numero di azioni in circolazione si è mantenuto stabile a 10.167 milioni.

Sul fronte della remunerazione degli azionisti, pur in presenza di un risultato netto ordinario del Gruppo per azione lievemente inferiore, la solida generazione di cassa e l'ottimizzazione nell'allocazione del capitale hanno permesso di incrementare il dividendo proposto per l'esercizio 2025, che sale infatti a 0,49 euro (+4,3% rispetto agli 0,47 euro del 2024), in piena coerenza con la politica di dividendi e con i target di rendimento delineati nell'aggiornamento del Piano Strategico.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Principali indicatori di sostenibilità

Ambiente

Nel 2025 il Gruppo Enel ha proseguito il suo impegno nella riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra (GES), in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi), confermando la propria ambizione di raggiungere zero emissioni nette in tutti gli Scope entro il 2040.

Intensità emissioni GES Scope 1 *relative alla produzione di energia*	**97** gCO_{2eq}/kWh 101 nel 2024	**72 al 2030** *in linea*
Intensità emissioni GES Scope 1 e 3 *relative a Integrated Power*	**108** gCO_{2eq}/kWh 121 nel 2024	**73 al 2030** *in linea*

Nel 2025 le intensità delle emissioni GES Scope 1 associate alla produzione di energia hanno registrato una riduzione (-4,0%), in linea con la roadmap di decarbonizzazione, principalmente grazie alla minore produzione da tecnologie fossili, in particolare il carbone. Stesso trend decrescente è confermato anche per l'intensità delle emissioni GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (-10,7%), legato, oltre che alla diminuzione della produzione termoelettrica, anche alla riduzione delle emissioni derivate dall'acquisto di energia per vendita al cliente finale.

VChain

Sociale

Percentuale di donne manager e middle manager	**33,9%** 33,3% nel 2024	**34,1% al 2028** *in linea*
Indice di frequenza medio combinato degli infortuni pesati per la loro gravità	**0,32 (i)** 0,53 nel 2024	**0,47 (i) al 2028** *in linea*

L'incidenza percentuale di donne manager e middle manager sul totale dei manager e middle manager nel 2025 è lievemente aumentata rispetto al 2024 (+0,6 punti percentuali) a conferma del fatto che l'equità di genere continua a rappresentare un pilastro strategico imprescindibile per la visione del Gruppo.

L'attenzione si è inoltre focalizzata sulla riduzione degli infortuni gravi, attraverso l'analisi delle relative cause e la definizione di piani d'azione mirati a ridurre progressivamente le situazioni a rischio che producono tali eventi.

Governance

Quota della remunerazione variabile che dipende da obiettivi collegati alla sostenibilità	**38%** 30% nel 2024
Riunioni svolte dal Consiglio di Amministrazione che hanno affrontato tematiche di sostenibilità	**10** 10 nel 2024

Alla base delle attività del Gruppo vi è un solido assetto di governance, fortemente orientato alla sostenibilità: in tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione svoltesi nel 2025, infatti, sono stati trattati temi legati alla sostenibilità, e la stessa Politica in materia di remunerazione tiene conto del raggiungimento di obiettivi collegati alla sostenibilità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

3 Governance

Gli azionisti e il sistema di corporate governance

Enel adotta un sistema di governo societario orientato al successo sostenibile e alla creazione di valore nel lungo termine. Il Consiglio di Amministrazione, supportato da specifici Comitati, valuta e indirizza le strategie aziendali, includendo pienamente i rischi legati al cambiamento climatico nelle proprie decisioni.

Remunerazione ed etica aziendale

La politica in materia di remunerazione variabile è legata anche al raggiungimento di obiettivi legati alla sostenibilità. L'infrastruttura etica è presidiata da modelli di compliance integrati, quali il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e la Politica sui Diritti Umani.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gli azionisti di Enel

Al 31 dicembre 2025 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie prive del valore nominale, ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2024.
In attuazione dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025 e della successiva delibera del Consiglio di Amministrazione adottata in data 31 luglio 2025, Enel ha completato un programma di acquisto di azioni. In particolare, per effetto delle operazioni di acquisto effettuate dal 1° agosto al 16 dicembre 2025 in esecuzione di tale programma, la Società ha complessivamente acquistato n. 122.469.633 azioni proprie. Considerando le n. 12.079.670 azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2024 e tenuto conto del trasferimento in data 4 settembre 2025 di complessive n. 994.428 azioni ordinarie Enel ai destinatari del Piano LTI 2021 e del Piano LTI 2022, al 31 dicembre 2025 la Enel SpA detiene complessivamente n. 133.554.875 azioni proprie.

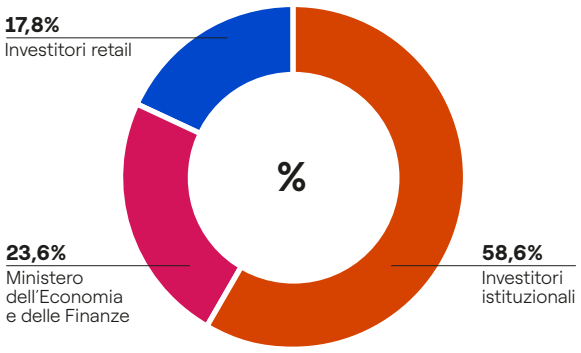
Azionisti rilevanti

Al 31 dicembre 2025, 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).

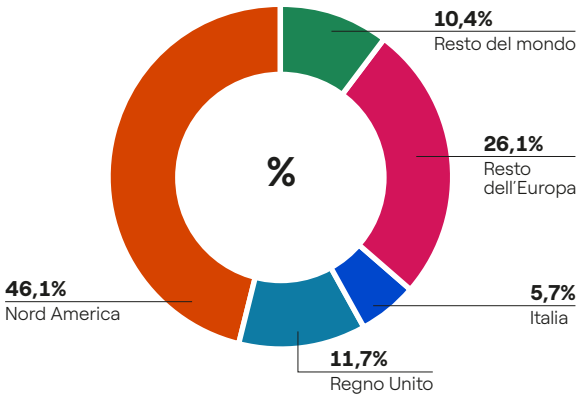
Composizione dell'azionariato

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 di investimento internazionali, compagnie di assicurazione, fondi pensione e fondi etici.
Al 31 dicembre 2025, 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 2024); inoltre, non è variata la partecipazione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, pari al 23,6% del capitale sociale.

COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO A DICEMBRE 2025



RIPARTIZIONE GEOGRAFICA DEGLI INVESTITORI ISTITUZIONALI

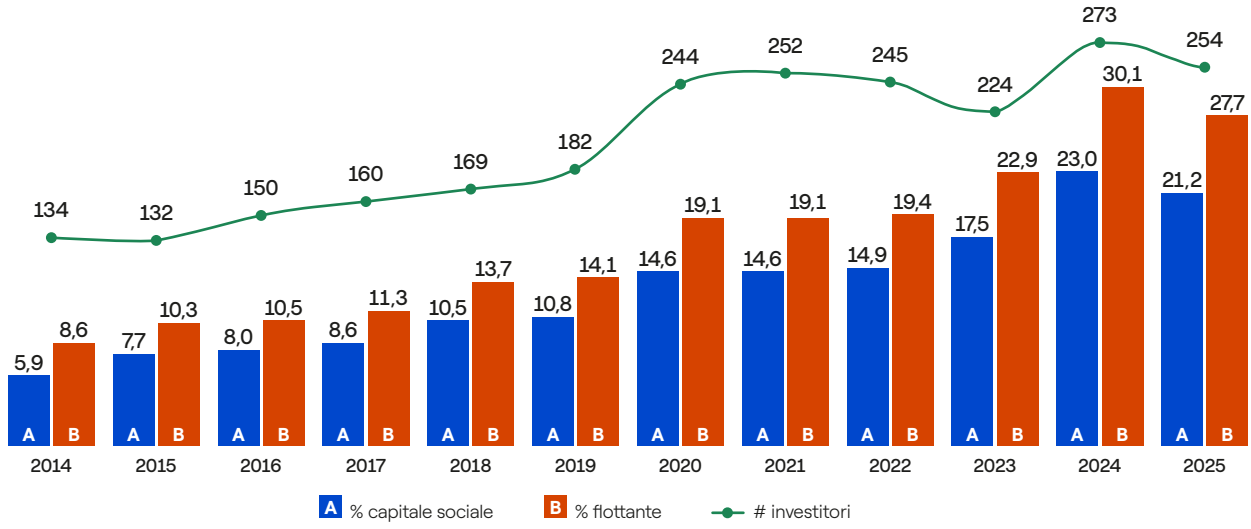


Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

I fondi di investimento socialmente responsabili hanno registrato un lieve calo, in quanto al 31 dicembre 2025 questi ultimi rappresentano circa il 21,2% del capitale sociale (rispetto a circa il 23,0% al 31 dicembre 2024) e circa il 36,2% degli investitori istituzionali (rispetto a circa il 39,2% al 31 dicembre 2024).

Gli investitori firmatari dei PRI (*Principles for Responsible Investment*) rappresentano circa il 42% del capitale sociale (rispetto a circa il 43,2% al 31 dicembre 2024).

ANDAMENTO DEGLI INVESTITORI SOCIALMENTE RESPONSABILI (SRI)



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Organi sociali

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

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE(1)

PRESIDENTE
Paolo Scaroni(2)

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Flavio Cattaneo(3)

CONSIGLIERI
Johanna Arbib(2)
Mario Corsi(2)
Olga Cuccurullo(4)
Dario Frigerio(2)
Fiammetta Salmoni(2)
Alessandra Stabilini(2)
Alessandro Zehentner(2)

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO
Leonardo Bellodi

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Pierluigi Pace

SINDACI EFFETTIVI
Monica Scipione
Mauro Zanin

SINDACI SUPPLENTI
Claudia Mezzabotta
Paolo Russo
Barbara Zanardi

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG SpA

(1) Per un aggiornamento in merito agli Amministratori non esecutivi qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance a seguito della periodica verifica effettuata in proposito dal Consiglio di Amministrazione nel mese di febbraio 2026, si rinvia al paragrafo "Amministratori indipendenti" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").
(2) Membro non esecutivo e indipendente.
(3) Membro esecutivo.
(4) Membro non esecutivo e non indipendente.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024
Composizione del Consiglio di Amministrazione			
Membri esecutivi CdA	n.	1	1
Membri non esecutivi CdA	n.	8	8
- di cui indipendenti[1]	%	*77,8*	*77,8*
Consiglio di Amministrazione per genere			
- di cui uomini	%	*55,6*	*55,6*
- di cui donne	%	*44,4*	*44,4*

(1) Il numero si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti nel 2024 e nel 2025 ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (edizione 2020).

	UM	2025	2024
Composizione del Consiglio di Amministrazione per competenze			
Settore energetico	n.	5	5
Visione strategica	n.	4	4
Business judgement	n.	9	9
Contabilità, finanza e gestione dei rischi	n.	7	7
Environmental, Social and Corporate Governance	n.	8	8
Legale e compliance	n.	5	5
Comunicazione e marketing	n.	2	2
Esperienza in ambito internazionale[1]	n.	7	7

(1) 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.

	UM	2025	2024
Composizione del Collegio Sindacale			
Collegio Sindacale per genere: di cui uomini	%	66,7	33,3
Collegio Sindacale per genere: di cui donne	%	33,3	66,7

I componenti il Collegio Sindacale, nominato dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, 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.

ESRS G1 -5 *– Influenza politica e attività di lobbying*

Ai sensi del suddetto principio ESRS G1-5, paragrafo 30, si segnala, infine, che nessuno dei componenti il Collegio Sindacale in carica risulta rivestire o avere rivestito nei due anni precedenti la nomina a componente il Collegio Sindacale di Enel una posizione comparabile nella pubblica amministrazione (comprese le autorità di regolamentazione).

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 2025, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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")[5], cui la Società aderisce quale "società grande" a "proprietà non concentrata"[6], 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:

5. Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).
6. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Assemblea degli azionisti

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

- alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale, nonché ai relativi compensi dalle 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

10

riunioni svolte dal CdA nel 2025, 10 delle quali hanno affrontato tematiche di sostenibilità;

7

riunioni hanno riguardato tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

ESRS 2 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, 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 possono determinare in campo ambientale, sociale, del personale e 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 in conformità al decreto legislativo n. 231/2001.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ESRS G1 ESRS 2 GOV-1 – *Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo*

- Su proposta del Comitato per la Corporate Governance e la 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 2 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, 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 2025 e fino al mese di febbraio 2026, ha affrontato tematiche legate alla sostenibilità in occasione: (i) dell'esame e dell'approvazione del Piano Industriale 2026-2028 della Società e del Gruppo; (ii) della definizione della politica in materia di remunerazione di Enel per il 2025; (iii) dell'esame dei contenuti della Rendicontazione di Sostenibilità, inclusa nella Relazione finanziaria annuale consolidata relativa all'esercizio 2024; (iv) dell'approvazione di operazioni di finanza sostenibile; (v) dell'aggiornamento di alcune Parti Speciali del Modello di organizzazione e gestione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 e dell'introduzione di una nuova Parte Speciale di detto Modello; (vi) di eventi climatici estremi; (vii) dell'aggiornamento dei documenti "etici" del Gruppo Enel (Codice Etico, Politica sui Diritti Umani, Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", Enel Global Compliance Program). 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) il completamento del processo di uscita dalla generazione a carbone, compatibilmente con l'approvazione delle autorità competenti, (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 socioeconomico.
- In relazione alla valorizzazione della diversità di genere, ha in particolare condiviso l'inserimento nel Piano Long Term Incentive 2025 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 2027.
- 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità

6

riunioni svolte dal Comitato nel 2025, 4 hanno affrontato tematiche di sostenibilità; con riferimento a queste ultime, 2 riunioni hanno riguardato tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

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

ESRS G1 ESRS 2 GOV-1 *– Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo*

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti.
- Nel corso del 2025 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 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.

ESRS 2 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 2025 e fino al mese di febbraio 2026, ha affrontato tematiche legate alla sostenibilità (ivi incluse alcune tematiche concernenti il clima) in occasione, tra l'altro, dell'esame: (i) della conformità dell'informativa contenuta nella Rendicontazione consolidata di Sostenibilità del Gruppo Enel riferita all'esercizio 2024 rispetto alla normativa nonché agli standard di rendicontazione di riferimento; (ii) 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 impatti, rischi e opportunità (IRO) rilevanti per il Gruppo Enel; (iii) delle attività del Gruppo Enel intraprese in materia di Just Transition, con particolare riferimento a clima, diritti umani e natura; (iv) della disclosure volontaria in materia di sostenibilità; (v) delle principali attività svolte nel 2025 dal Gruppo Enel in materia di sostenibilità lungo tutta la catena del valore; (vi) dei contenuti di una proposta di aggiornamento dei documenti "etici" del Gruppo (ovvero, Codice Etico, Politica sui Diritti Umani, Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", Enel Global Compliance Program); (vii) dell'aggiornamento di alcune Parti Speciali del Modello di organizzazione e gestione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 e dell'introduzione di una nuova Parte Speciale di detto Modello.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Comitato Controllo e Rischi

13

riunioni svolte in totale dal Comitato nel 2025, 13 delle quali hanno affrontato tematiche di sostenibilità; con riferimento a queste ultime, 7 riunioni hanno riguardato tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

ESRS 2 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 2025 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 (compresi 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.
- 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 ESRS 2 GOV-1 *– Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo*

ESRS G1-3 *– Prevenzione e 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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

ESRS 2 GOV-5 *– Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità*

- Tra le attività svolte nel corso del 2025 e fino al mese di febbraio 2026, 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, sul Bilancio consolidato del Gruppo Enel e sulla Rendicontazione consolidata di Sostenibilità del Gruppo Enel riferiti all'esercizio 2024 nonché (b) sulla Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Enel al 30 giugno 2025; (iii) dell'esame della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità per l'esercizio 2024, esprimendo, per quanto di competenza, parere favorevole in merito ai contenuti di tale documento rilevanti ai fini del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi; (iv) dell'esame del processo di doppia materialità e delle metriche di valutazione di impatti, rischi e opportunità (IRO) ai fini della predisposizione della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità del Gruppo Enel riferita all'esercizio 2025; (v) degli approfondimenti sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi delle Linee di Business Globali "Enel Green Power and Thermal Generation", "Enel Grids and Innovation", "Global Energy and Commodity Management & Chief Pricing Officer" ed "Enel X Global Retail" (ora "Enel Commercial"); delle Funzioni di staff "People and Organization", "External Relations" e "Security"; della Funzione di Servizio Globale "Global Services", nonché della Region "Rest of the World" e della Country "Italy", in relazione alle attività svolte e ai rischi esistenti nel perimetro di competenza, nonché agli strumenti utilizzati per mitigarne gli effetti; (vi) dell'aggiornamento periodico sul contenzioso di maggior rilievo del Gruppo Enel; (vii) dell'aggiornamento periodico sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi in materia di sicurezza informatica (cyber security) nell'ambito del Gruppo Enel; (viii) dell'aggiornamento periodico sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi in materia di Health & Safety nell'ambito del Gruppo Enel; (ix) dell'approfondimento sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi in materia di intelligenza artificiale nell'ambito del Gruppo Enel; (x) dell'esame dei contenuti di una proposta di aggiornamento dei documenti "etici" del Gruppo (ovvero, Codice Etico, Politica sui Diritti Umani, Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", Enel Global Compliance Program); (xi) della Relazione annuale al Consiglio di Amministrazione nell'ambito del regime di adempimento collaborativo ("Tax Cooperative Compliance"); (xii) dell'aggiornamento di alcune Parti Speciali del Modello di organizzazione e gestione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 e dell'introduzione di una nuova Parte Speciale di detto Modello; e (xiii) dell'analisi del grado di compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale 2026-2028.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Comitato per le Nomine e le Remunerazioni

12

riunioni svolte dal Comitato nel 2025

ESRS 2 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 2025 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 2025 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 2025, si rinvia al capitolo "Il sistema di incentivazione".

Comitato Parti Correlate

6

riunioni svolte dal Comitato nel 2025

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti.
- Nel corso del 2025 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Collegio Sindacale

19

riunioni svolte dal Collegio nel 2025

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

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

ESRS G1 ESRS 2 GOV-1 *– Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo*

In relazione alle attività svolte dal Collegio Sindacale nel corso del 2025 e fino al mese di febbraio 2026, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 ha presieduto il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 del SCIGR.

ESRS 2 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 2 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 2 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").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

ESRS 2 GOV-5 *– Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità*

- Nel corso del 2025 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 2025, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Buone pratiche di Corporate Governance

- Tra la fine del 2025 e il mese di febbraio 2026, 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 italiano 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 2 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; a tale programma hanno regolarmente partecipato anche i Sindaci. 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 alcuni approfondimenti concernenti diverse Linee di Business e una funzione di staff del Gruppo. Nel corso del 2024 e del 2025, il programma di induction è proseguito con ulteriori iniziative aventi a oggetto il cambiamento climatico, la cyber security, l'innovazione, l'innovazione digitale, l'energia nucleare, l'intelligenza artificiale, i data center e il mercato dell'energia in Italia.
- 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 un'induction riguardante (i) le modalità attraverso cui il clima e la transizione energetica influenzano la strategia del Gruppo Enel; (ii) gli impatti che quest'ultimo, a sua volta, può generare sul clima e (iii) i rischi e le opportunità per il Gruppo legati alle misure di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. Successivamente, nel corso del 2025, si è svolta un'ulteriore sessione di induction dedicata a tale Amministratore concernente: (i) gli impatti del cambiamento climatico; (ii) la strategia di mitigazione adottata da Enel e (iii) il dialogo con gli investitori sulle tematiche legate al clima.
- 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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, di cui si forniscono specifiche indicazioni nella politica. Inoltre, in considerazione della diversità dei ruoli svolti dal Presidente e dall'Amministratore Delegato, la politica descrive le competenze, le esperienze e le soft skill ritenute più adeguate 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 ESRS 2 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ESRS 2 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 2025, 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").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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

ESRS 2 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; tale sistema garantisce oggi, tanto per l'informativa finanziaria quanto per quella di sostenibilità, 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 sul corporate reporting si articola nelle fasi di seguito riportate:

1. 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";
2. 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, 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 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");

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

3. 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[7] e l'effettiva operatività[8] dei controlli di competenza;
4. la realizzazione dell'attività di testing indipendente sui controlli 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;
5. 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;
6. 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;
7. 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.

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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, STRATEGY AND SUSTAINABILITY
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 INNOVATION
G.V. Armani

GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT AND CHIEF PRICING OFFICER
L. Ceppatelli

ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION
S. Bernabei

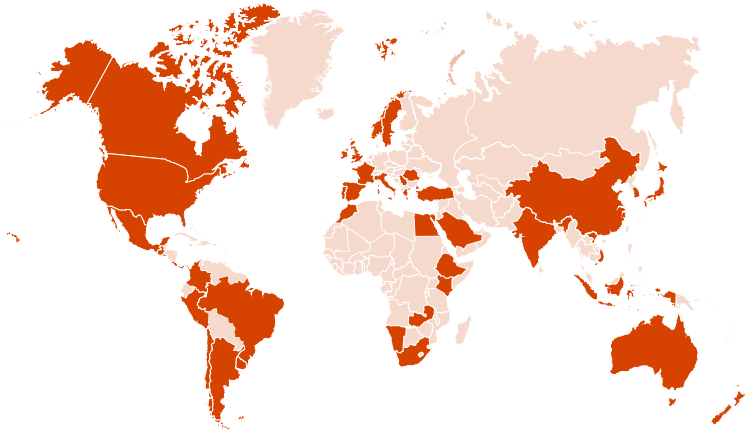
ENEL COMMERCIAL
F. Gostinelli

COUNTRIES AND REGION

ITALY
N. Lanzetta

IBERIA
J. Bogas Gálvez

REST OF THE WORLD
R.A.E. Deambrogio



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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[9], 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 Innovation: 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 Commercial 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 Commercial: definisce la strategia commerciale e di marketing e gestisce l'offerta di energia, di prodotti e di servizi, inclusa la mobilità elettrica, fino alla vendita attraverso i vari canali commerciali, 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. Gestisce l'intero percorso del cliente, dall'attivazione alla fatturazione e l'assistenza, con l'obiettivo di migliorarne la soddisfazione e il valore ottimizzando al contempo il costo del servizio e il flusso di cassa. Massimizza l'eccellenza operativa e la centralità del cliente, esplorando nuovi modelli di servizio per migliorare produttività ed efficacia, guidando la trasformazione necessaria per garantire la competitività a lungo termine.

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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, Strategia e Sostenibilità). In particolare, la Funzione CEO Office, Strategia e Sostenibilità 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; definisce la strategia, il posizionamento strategico e le linee guida della sostenibilità; gestisce l'esecuzione dei progetti e il monitoraggio delle relative performance; supporta il processo di pianificazione strategica della sostenibilità e supporta il processo di redazione della Rendicontazione di Sostenibilità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025.

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 23 maggio 2024 sulla politica in materia di remunerazione per il 2024; (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 la fine del mese di febbraio 2025 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 2024, 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 2025 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 2025 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - utile netto ordinario consolidato (con un peso pari al 20% del totale);
    - EBITDA ordinario consolidato (con un peso pari al 20% del totale);
    - Funds From Operations/Indebitamento finanziario netto consolidato (con un peso pari al 30% del totale);
    - reclami commerciali a livello di Gruppo (con un peso pari al 10% del totale);
    - indice di frequenza medio degli infortuni sul lavoro pesati per la loro gravità (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). 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale. In particolare, per il 2025 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 2025"), che prevede i seguenti obiettivi di performance di durata triennale:
  - TSR (Total Shareholders Return) medio di Enel vs TSR medio indice EURO STOXX Utilities - UEM nel triennio 2025-2027 (con un peso pari al 45% del totale);
  - EPS (Earnings Per Share) al 2027, accompagnato da un obiettivo-cancello concernente il medesimo EPS per gli esercizi 2025 e 2026 (con un peso pari al 20% del totale);
  - ROACE (Return On Average Capital Employed) cumulato nel triennio 2025-2027 (con un peso pari al 10% del totale);
  - intensità delle emissioni di GES "Scope 1 e Scope 3" relative a Integrated Power del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2027, accompagnato dall'obiettivo-cancello rappresentato dalla intensità delle emissioni di GES "Scope 1" relative alla Power Generation del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2027 (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 2027 (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% (38% nel 2025) 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 2025 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 2025 prevede che: (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, fino al 150% del valore base, l'incentivo 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 2025 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 2025 (c.d. "deferred payment").

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2025 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024", disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

Infine, la tabella in calce riporta per il 2023, il 2024 e il 2025 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.

%	2025	2024	2023
Pay ratio - Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG di Enel e la Remunerazione totale media dei dipendenti del Gruppo[1]	186x	66x	45x
Pay ratio - Rapporto tra la remunerazione fissa dell'AD/DG di Enel e la Remunerazione fissa media dei dipendenti del Gruppo[1]	31x	31x	21x

(1) Al fine di rendere comparabili i dati degli esercizi 2024 e 2023, i dati del 2023 e del 2024 sono stati rideterminati applicando alle remunerazioni del 2023 e del 2024 il tasso di cambio del 2025

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 (cosiddetti "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, 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/princípi-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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Ad aprile 2025 il Gruppo Enel ha aggiornato, con l'approvazione del Consiglio di Amministrazione, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", l'Enel Global Compliance Program e la Politica sui Diritti Umani per tener conto dell'evoluzione del contesto normativo, sociale, tecnologico e aziendale e delle best practice internazionali, con l'intento di rafforzare l'impegno del Gruppo verso la sostenibilità e la trasparenza.
Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'apposita sezione del sito web: https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/governance-solida/princípi-base.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Trasparenza nei processi istituzionali

Enel gestisce costantemente i rapporti con le istituzioni (locali, nazionali, europee e internazionali) in linea con quanto previsto dagli Enel Compliance Program, fornendo informazioni complete e trasparenti con l'obiettivo di porre gli interlocutori istituzionali nelle migliori condizioni per prendere le decisioni loro demandate. Enel contribuisce inoltre ai processi consultivi relativi a dossier di carattere politico e legislativo su tematiche energetiche e ambientali.

In linea con quanto previsto dal Codice Etico, paragrafo 3.30, "Enel non finanzia né in Italia né all'estero partiti, loro rappresentanti o candidati, né effettua sponsorizzazioni di congressi o feste che abbiano un fine esclusivo di propaganda politica. Si astiene da qualsiasi pressione diretta o indiretta a esponenti politici (per esempio, tramite concessione di proprie strutture, accettazione di segnalazioni per le assunzioni, contratti di consulenza)".

Enel e le sue controllate sono presenti in varie associazioni di categoria e datoriali, il cui ruolo è, tra gli altri, la rappresentanza del posizionamento dei propri associati nei processi normativi inerenti all'attività del business. I contributi annuali versati alle suddette organizzazioni sotto forma di quote associative nel 2025 ammontano complessivamente a circa 9,6 milioni di euro, 9,5 nel 2024[10]. In particolare, nel 2025 le tre contribuzioni associative più rilevanti per importo a livello globale hanno riguardato Aelec (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica) in Spagna (2 milioni di euro), Confindustria (1,7 milioni di euro) ed Elettricità Futura (0,8 milioni di euro) in Italia.

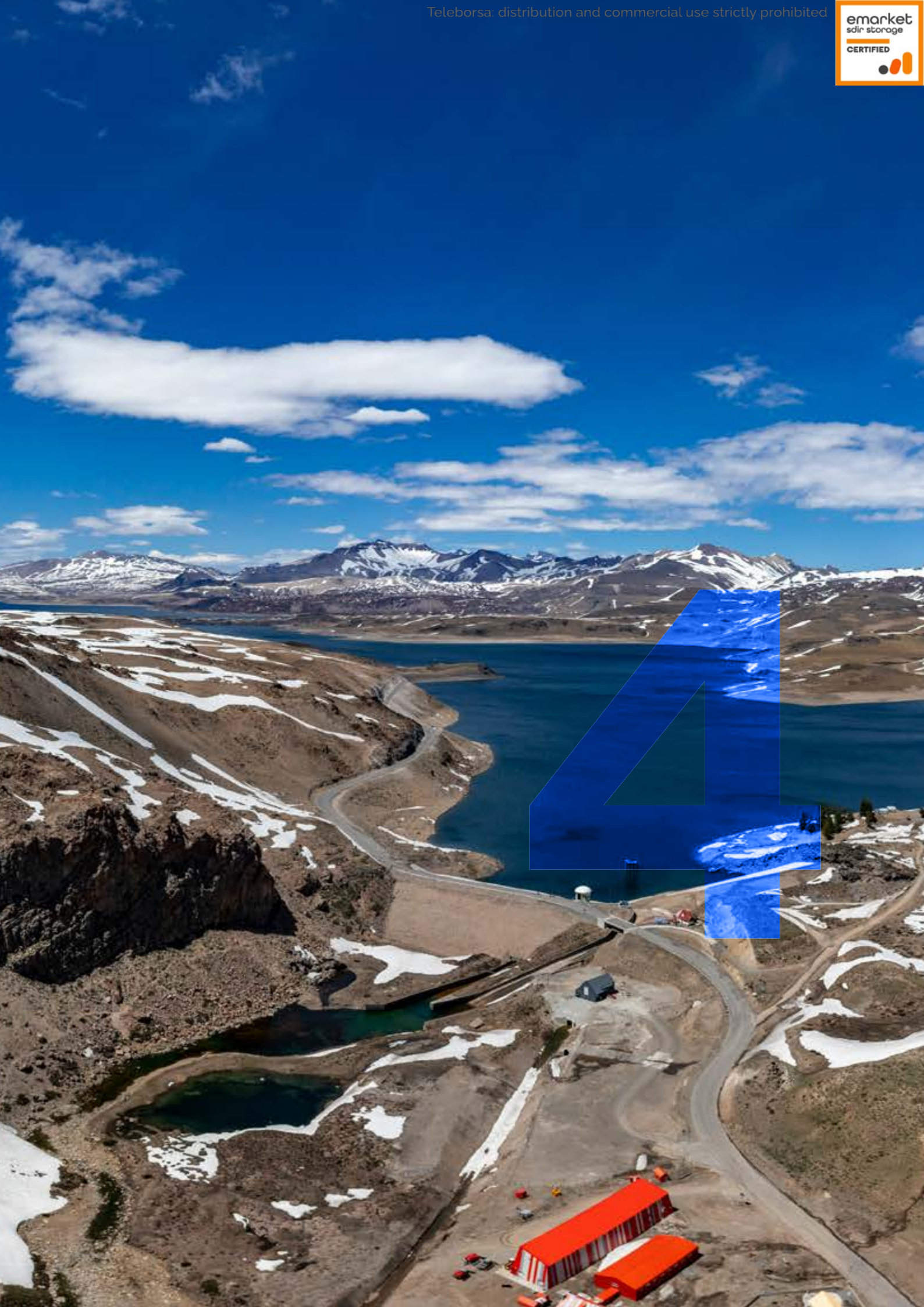
Il dialogo istituzionale con le associazioni di categoria e datoriali cui Enel e le sue controllate hanno preso parte nel 2025 ha riguardato il supporto dei processi normativi e di consultazione, tra le altre, sulle seguenti principali tematiche:

- sviluppo di politiche energetiche: incluse, tra le altre questioni, prospettive strategiche del settore, efficienza energetica, crescita delle rinnovabili, sviluppo delle reti. Il contributo nel 2025 è stato di 5,8 milioni di euro;
- aumento della competitività del business: incluse, tra le altre questioni, regolamentazione fiscale, temi giuslavoristi e politiche ambientali. Il contributo nel 2025 è stato di 3,8 milioni di euro.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Lobbying					
Contributi totali e altre spese:	€	9.553.149	9.542.398	10.751	0,1%
- di cui attività di lobbying, rappresentanza di interessi o simili	€	-	-	-	-
- di cui campagne politiche/organizzazioni/ candidati locali, regionali o nazionali	€	-	-	-	-
- di cui associazioni di categoria o gruppi esenti da imposte (per es., think tank)	€	9.553.149	9.542.398	10.751	0,1%
- di cui altro (per es., spese relative a referendum o iniziative popolari)	€	-	-	-	-
Contributo totale per: incremento della competitività aziendale	€	3.778.762	3.851.698	(72.936)	-1,9%
Contributo totale per: sviluppo delle politiche energetiche	€	5.774.387	5.690.700	83.687	1,5%

10. Tali cifre includono i contributi versati da Enel SpA (ivi incluse le principali società italiane) e dalle sue controllate estere Endesa, Enel Américas ed Enel Chile.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

4 Strategia del Gruppo e gestione del rischio

Il Piano Strategico 2026-2028 del Gruppo, presentato a febbraio 2026, conferma e rafforza il focus su tre priorità strategiche: "accelerare la crescita nei Paesi stabili", "massimizzare la produttività del capitale" e "garantire un profilo rischio/rendimento bilanciato".

In un contesto caratterizzato da persistente incertezza geopolitica e macroeconomica, 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, con una crescita attesa dell'EPS a 0,80-0,82 euro entro il 2028.

Parallelamente alla sostenibilità finanziaria, la sostenibilità ambientale è al centro della strategia del Gruppo, con la conferma dell'obiettivo di raggiungere zero emissioni nette – dirette e indirette lungo tutta la catena del valore – entro il 2040.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Scenario di riferimento

Il contesto geopolitico

Il contesto geopolitico e macroeconomico del 2025 è stato caratterizzato da un'elevata incertezza politica e da un processo di progressiva ridefinizione delle relazioni commerciali internazionali, con implicazioni rilevanti per le prospettive di crescita, la dinamica inflazionistica e le condizioni finanziarie di numerose economie, sia avanzate sia emergenti.

A livello globale, la resilienza dell'attività economica nel corso del 2025 è stata sostenuta, da un lato, dall'adattamento delle catene di fornitura – attraverso una maggiore diversificazione dei fornitori, la riallocazione di alcuni flussi produttivi e l'incremento delle scorte finalizzato alla riduzione delle vulnerabilità – e, dall'altro, dall'anticipo di ordini e spedizioni in vista dell'entrata in vigore delle misure tariffarie introdotte dagli Stati Uniti. A tali fattori si è affiancato il contributo degli investimenti in tecnologia e intelligenza artificiale, che hanno continuato a sostenere la domanda in specifici comparti. Il quadro macroeconomico è rimasto tuttavia condizionato dalla persistenza di tensioni commerciali e da un elevato grado di incertezza circa l'orientamento delle politiche economiche – in particolare in ambito commerciale, regolatorio e fiscale – con effetti sulle aspettative degli operatori e sulle decisioni di investimento.

Nel corso dell'anno, le tensioni commerciali si sono concentrate prevalentemente lungo l'asse Stati Uniti-Cina, manifestandosi attraverso misure di controllo alle esportazioni in settori strategici, quali i semiconduttori e i minerali critici, nonché mediante una sequenza di interventi e contromisure che, pur alternando fasi di parziale attenuazione, ha contribuito a mantenere elevata l'incertezza regolatoria.

Parallelamente, l'evoluzione dei conflitti e delle tensioni geopolitiche ha continuato a rappresentare un rilevante fattore di rischio per la sicurezza economica globale, incidendo sulla percezione del rischio e sulla volatilità dei mercati finanziari. In particolare, il protrarsi dell'instabilità in Medio Oriente e la persistente incertezza legata al conflitto in Ucraina hanno mantenuto elevata l'attenzione degli operatori su potenziali ripercussioni lungo le principali rotte energetiche e logistiche, contribuendo ad alimentare un premio per il rischio su alcune componenti dei mercati dell'energia e dei trasporti. Tale contesto ha rafforzato, sul piano strategico, l'attenzione verso la diversificazione e la resilienza delle catene di fornitura, nonché verso una gestione prudente dell'esposizione a shock geopolitici.

Negli Stati Uniti, il 2025 è stato caratterizzato dalla coesistenza di condizioni finanziarie complessivamente favorevoli e di un contesto politico-regolatorio articolato, nel quale le scelte di politica commerciale – inclusi interventi tariffari mirati e misure di policy su specifici beni e settori – hanno continuato a influenzare le aspettative di consumo e investimento. In Europa, la maggiore apertura commerciale e la rilevante integrazione nelle filiere internazionali hanno reso il ciclo industriale particolarmente sensibile agli sviluppi del commercio globale e alle incertezze geopolitiche, in un contesto in cui il rafforzamento della competitività e la sicurezza energetica hanno continuato a rappresentare priorità centrali dell'agenda economica. Nelle economie dell'America Latina, infine, l'eterogeneità dei quadri politici e il diverso grado di credibilità delle politiche macroeconomiche hanno continuato a incidere sulla stabilità finanziaria, sui flussi di capitale e sul costo del finanziamento, con effetti differenziati sulle dinamiche di crescita e inflazione.

Nel 2025, i principali rischi sulle commodity energetiche restano legati alla fragilità del mercato europeo del gas naturale. Nonostante il prezzo del gas sia diminuito negli ultimi mesi, il contesto rimane estremamente volatile e fortemente influenzato da fattori geopolitici e climatici. Le tensioni internazionali, le sanzioni verso la Russia e le persistenti incertezze sulle forniture continuano a minacciare la sicurezza degli approvvigionamenti, con una crescente dipendenza dal GNL statunitense per il mercato europeo. A ciò si aggiunge il rischio di livelli di stoccaggio inferiori alla media storica, che accentua l'incertezza soprattutto nei mesi invernali. La combinazione di condizioni meteorologiche avverse e una produzione interna bassa ha reso necessario attrarre maggiori importazioni di GNL per garantire l'equilibrio del mercato e la ricostituzione degli stoccaggi.

Le recenti tensioni geopolitiche in Medio Oriente, in particolare il conflitto tra Stati Uniti e Iran, hanno determinato un aumento della volatilità sui mercati delle materie prime energetiche, con pressioni al rialzo su petrolio e gas naturale. In uno scenario in cui tali tensioni risultassero contenute e di breve durata, l'impatto sull'economia globale si configurerebbe come limitato e transitorio, riflettendosi principalmente in un temporaneo incremento dei prezzi

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

energetici, senza effetti rilevanti né sulla dinamica dell'inflazione nel medio termine né sull'orientamento delle politiche monetarie e fiscali. Viceversa, qualora lo shock dovesse protrarsi nel tempo o intensificarsi, l'aumento dei prezzi delle commodity energetiche potrebbe tradursi in un impulso inflattivo più significativo e persistente, con effetti di secondo ordine su costi di produzione e aspettative.

Per quanto riguarda i metalli, i mercati dei metalli base hanno evidenziato una marcata volatilità, con quotazioni che hanno raggiunto livelli record in diversi momenti dell'anno. Tali dinamiche sono state sostenute sia da fattori strutturali di domanda, legati alla transizione energetica e alle infrastrutture, sia da elementi di natura geopolitica e commerciale. In particolare, l'introduzione e il rafforzamento di dazi statunitensi su alcune categorie di prodotti metallurgici hanno contribuito ad accrescere l'incertezza sugli scambi internazionali, favorendo tensioni sui prezzi e una maggiore frammentazione dei flussi commerciali. Per i metalli maggiormente legati alle tecnologie rinnovabili, come litio e polisilicio, il 2025 ha visto una prima parte dell'anno caratterizzata da condizioni di offerta abbondante e prezzi molto bassi, seguita, nella seconda metà, da un progressivo recupero delle quotazioni. Il miglioramento della domanda, unitamente a segnali di razionalizzazione della produzione, ha sostenuto una tendenza rialzista dei prezzi nella parte finale dell'anno, riducendo parzialmente la pressione sui margini dei produttori, pur in un contesto che rimane competitivo e strutturalmente esposto a fasi di volatilità.

Il contesto macroeconomico

Nel 2025 l'economia globale ha mostrato una capacità di tenuta superiore alle attese, pur in un contesto caratterizzato da elevata incertezza in ambito commerciale e di politica economica. La crescita è risultata sostenuta da alcuni fattori di natura transitoria, tra cui l'anticipo degli scambi commerciali di beni, un complessivo miglioramento delle condizioni finanziarie e l'accelerazione degli investimenti in ambito tecnologico. Contestualmente, in molte economie l'inflazione ha proseguito un percorso di graduale moderazione, avvicinandosi agli obiettivi delle principali banche centrali. Tale resilienza è rimasta tuttavia disomogenea tra aree geografiche e singoli Paesi, riflettendo differenze strutturali – in termini di produttività, dinamiche demografiche e vincoli fiscali – nonché una diversa trasmissione delle condizioni finanziarie e degli effetti delle tensioni commerciali.

Negli Stati Uniti, nel 2025 il PIL è cresciuto del 2,2% (dal 2,8% del 2024), confermando un ritmo di espansione ancora solido ma in progressiva moderazione. L'inflazione media si è attestata al 2,7% (dal 3,0% del 2024), segnalando un graduale rientro delle pressioni sui prezzi, pur in un contesto in cui la dinamica dei beni e dei servizi ha continuato a risentire delle condizioni del mercato del lavoro e di fattori legati al commercio estero.

Nell'Eurozona, la crescita economica è rimasta contenuta e disomogenea tra i diversi Paesi. La domanda interna ha fornito un sostegno solo parziale all'attività economica, mentre il settore industriale e le esportazioni hanno risentito maggiormente della debolezza del commercio internazionale e dell'elevato grado di incertezza. Nel complesso, il quadro europeo è stato caratterizzato da una moderata espansione dell'attività economica accompagnata da un graduale rientro dell'inflazione.

In Italia, nel 2025 il PIL è cresciuto dello 0,6% (dallo 0,7% del 2024), confermando un quadro di moderata espansione economica. L'inflazione è aumentata all'1,6% (dall'1,1%), rimanendo su livelli complessivamente contenuti ma evidenziando una maggiore incidenza dei fattori di costo – in particolare quelli legati all'energia e ad alcuni input produttivi – rispetto all'anno precedente.

In Spagna, l'attività economica ha mantenuto un ritmo di crescita sostenuto, pur in lieve rallentamento: il PIL è cresciuto del 2,9% (dal 3,5% del 2024), collocandosi su livelli nettamente superiori alla media dell'Eurozona. L'inflazione è scesa al 2,7% (dal 2,9%), confermando un quadro di progressivo miglioramento, sebbene permanga un differenziale sfavorevole rispetto alla media europea.

Nell'America Latina, il 2025 ha registrato una crescita mediamente positiva ma eterogenea tra i diversi Paesi, accompagnata da progressi nel processo di disinflazione in alcune economie e da pressioni sui prezzi ancora persistenti in altre, anche in relazione a dinamiche interne e a vincoli fiscali. In Argentina, è proseguito il processo di stabilizzazione macroeconomica, con un marcato rallentamento dell'inflazione, attestatasi al 44,5% (dal 236,8% del 2024). Contestualmente, l'attività economica è tornata in territorio positivo, con una crescita del PIL pari al 4,4%, riflettendo un significativo recupero dopo la contrazione dell'anno precedente (-1,3%). In Brasile, la crescita economica è rallentata al 2,3% (dal 3,0%), mentre l'inflazione è aumentata al 5,0% (dal 4,4%), in un contesto di pressioni

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sui prezzi più persistenti. In Cile, il PIL è cresciuto del 2,3% (dal 2,4%), con un'inflazione sostanzialmente stabile ma in lieve calo al 4,2% (dal 4,3%), confermando un processo di rientro graduale delle pressioni inflazionistiche. In Colombia, la crescita è accelerata al 2,8% (dall'1,6%), mentre l'inflazione è scesa al 5,1% (dal 6,6%), coerentemente con un miglioramento del ciclo domestico e un più evidente raffreddamento della dinamica dei prezzi.

Inflazione

%	2025	2024	2025-2024
Italia	**1,6**	**1,1**	**0,5**
Spagna	2,7	2,9	-0,2
Argentina	44,5	236,8	-192,3
Brasile	5,0	4,4	0,6
Cile	4,2	4,3	-0,1
Colombia	5,1	6,6	-1,5
Stati Uniti	2,7	3,0	-0,3
Canada	2,1	2,4	-0,3

PIL

%	2025	2024
Italia	**0,6**	**0,7**
Spagna	2,9	3,5
Argentina	4,4	-1,3
Brasile	2,3	3,0
Cile	2,3	2,4
Colombia	2,8	1,6
Stati Uniti	2,2	2,8
Canada	1,7	2,1

Si riportano di seguito i tassi di cambio medi dei due esercizi a confronto.

	2025	2024	2025-2024
Euro/Dollaro statunitense	1,13	1,08	4,42%
Dollaro statunitense/Peso argentino	1.246,13	915,57	26,53%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,59	5,39	3,58%
Dollaro statunitense/Peso cileno	951,70	944,79	0,73%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.052,34	4.077,28	-0,62%

Andamenti dei mercati energetici e delle materie prime

Principali indicatori di mercato

Nel 2025, il mercato del gas TTF europeo ha registrato un rialzo dei prezzi rispetto all'anno precedente, riflettendo una domanda complessivamente in ripresa, in particolare nei primi mesi dell'anno, a causa di temperature rigide e stoccaggi in riempimento. Nel primo semestre, a causa delle interruzioni nei terminali GNL statunitensi e delle tensioni geopolitiche, i prezzi si sono mantenuti su livelli elevati, in particolare in inverno. Successivamente, pur in presenza di una ripresa della domanda asiatica che ha ridotto le forniture di GNL verso l'Europa, le quotazioni medie hanno iniziato a diminuire, evidenziando una domanda europea ancora contenuta e livelli di stoccaggio ben forniti.

Nel secondo semestre, la tendenza al ribasso è proseguita in un contesto di domanda debole e livelli di riempimen-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

to degli stoccaggi elevati, fattori che hanno contribuito a mantenere i prezzi su valori inferiori rispetto all'anno precedente. Nella parte finale dell'anno, le quotazioni hanno raggiunto i minimi annuali grazie a una domanda ancora contenuta, temperature superiori alla media stagionale e un'offerta abbondante di GNL, chiudendo l'anno in uno scenario di bassa volatilità e prezzi ridotti.

Rispetto al 2024, il prezzo del carbone ha registrato una diminuzione del -11,6%, con una media di circa 99 $/t. La riduzione dei prezzi del gas osservata nella seconda parte dell'anno ha contribuito a rendere meno conveniente la generazione a carbone, disincentivandone il consumo insieme alla crescita delle energie rinnovabili. 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 registrato una diminuzione del -14,5% rispetto al 2024, con una media annua di circa 68 $/bbl. La tendenza è stata ribassista sostanzialmente per tutto l'anno, con una leggera flessione trimestre dopo trimestre, riflettendo una crescita della domanda globale più contenuta e un'offerta stabile, con aumenti marginali da parte dei produttori non OPEC. L'aumento della produzione di petrolio negli Stati Uniti ha contribuito a mantenere i prezzi sotto controllo, mentre i tagli alla produzione da parte dell'OPEC+ non sono stati sufficienti a compensare l'aumento dell'offerta da parte dei produttori non OPEC.

	2025	2024	2025-2024
Prezzo medio del greggio ICE Brent ($/bbl)	68	80	-14,5%
Prezzo medio del carbone ($/t CIF ARA)(1)	99	112	-11,6%
Prezzo medio del gas (€/MWh)(2)	36	34	5,6%
Prezzo medio CO_2 (€/t)	74	65	13,5%
Prezzo medio del rame ($/t)	9.939	9.145	8,7%
Prezzo medio dell'alluminio ($/t)	2.630	2.419	8,7%
Carbonato di litio ($/t)	10.428	12.489	-16,5%
Polisilicio ($/t)	6.608	6.655	-0,7%

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

Nel 2025, il prezzo della CO_2 (EUA ETS) ha chiuso in rialzo rispetto all'anno precedente, con una media di circa 74€/t, corrispondente a un incremento del 13,5% rispetto al 2024. Dopo un calo fino a 64€/t all'inizio dell'anno, i prezzi sono tornati a salire in particolare nella seconda metà, sostenuti da una riduzione dell'offerta di permessi e dalle aspettative di un consistente deficit annuale nel sistema EU ETS. La domanda è stata rafforzata dall'inclusione progressiva del settore marittimo e dal recupero della domanda nel settore dell'aviazione, mentre la crescita economica contenuta e la debolezza dell'attività industriale hanno limitato solo parzialmente la pressione rialzista. La volatilità dei prezzi è diminuita rispetto all'anno precedente, ma il mercato è rimasto sensibile alle decisioni politiche e alle prospettive di riforma del sistema ETS.

Per quanto riguarda i metalli, il prezzo del rame è aumentato dell'8,7%, raggiungendo una media di 9.939 $/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 possibili tensioni sull'offerta dovute a rallentamenti produttivi e criticità logistiche in importanti Paesi estrattori. A influenzare il mercato ha contribuito anche la prospettiva di dazi statunitensi sul rame semilavorato seguita da successiva esclusione, che ha creato volatilità nei prezzi e attese speculative sui mercati. Il prezzo dell'alluminio ha visto un incremento dell'8,7%, con una media di 2.630 $/t. La domanda di alluminio è stata sostenuta dalla ripresa delle attività industriali e dalla crescente richiesta per le applicazioni nelle energie rinnovabili, come i pannelli solari e le turbine eoliche. Inoltre, l'imposizione di dazi statunitensi sulle importazioni di alluminio ha inciso sui flussi commerciali internazionali, contribuendo a mantenere i prezzi elevati.

Il carbonato di litio ha registrato un calo significativo del 16,5% del prezzo, con una media di 10.428 $/t, ma negli ultimi mesi del 2025 si è osservata una risalita dei prezzi, favorita da una domanda più solida per accumulo energetico e da riduzioni di offerta in alcuni mercati. Il prezzo del polisilicio ha visto una lieve diminuzione dello 0,7%, con una media di 6.608 $/t, pur mostrando segnali di ripresa nell'ultimo trimestre del 2025 grazie alla domanda solida e all'offerta in razionalizzazione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La domanda di energia elettrica[1]

TWh	2025	2024	2025-2024
Italia	**311,3**	**312,3**	**-0,3%**
Spagna	256,1	249,0	2,9%
Argentina	145,6	144,7	0,7%
Brasile	754,4	751,7	0,4%
Cile	85,1	85,5	-0,4%
Colombia	84,0	82,1	2,3%

(1) Al lordo delle perdite di rete.
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 2025, la domanda elettrica in Italia ha registrato una lieve flessione dello -0,3% rispetto al 2024, attestandosi a 311,3 TWh. La riduzione è stata influenzata dal rallentamento dei consumi industriali e da una maggiore efficienza energetica nel settore residenziale e dei servizi, che hanno compensato gli effetti delle temperature. Marcata invece la crescita della domanda elettrica in Spagna, con un aumento del +2,9% nel 2025, sostenuto in particolare dalla ripresa dell'attività economica e dal rafforzamento dei consumi nel settore dei servizi e del turismo.

Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica ha mostrato dinamiche differenziate tra i vari Paesi.

I prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2025 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2025-2024	Prezzo medio peakload 2025 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2025-2024
Italia	**115,9**	**7%**	**121,3**	**5%**
Spagna	65,3	4%	51,7	-9%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh	2025	2024	2025-2024
Mercato finale (residenziale)[1]			
Italia	0,2458	0,2341	5,0%
Spagna	0,1807	0,1861	-2,9%
Mercato finale (industriale)[2]			
Italia	0,1407	0,1321	6,5%
Spagna	0,0954	0,0786	21,4%

(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 del 2025 sono in corso di definizione e pertanto potrebbero subire delle variazioni.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Miliardi di m^3	2025	2024	2025-2024	
Italia	**61,9**	**60,9**	**1,0**	**1,6%**
Spagna	27,5	25,8	1,7	6,6%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Miliardi di m^3	2025	2024	2025-2024	
Reti di distribuzione	27,0	27,2	(0,2)	-0,7%
Industria	11,7	11,6	0,1	1,1%
Termoelettrico	21,9	20,8	1,1	5,4%
Altro(1)	1,3	1,3	-	-
Totale	**61,9**	**60,9**	**1,0**	**1,6%**

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

Il contesto della transizione energetica e competitivo

L'evoluzione del processo di transizione energetica è contraddistinta da volatilità e incertezza, variabili amplificate dalle crescenti tensioni geopolitiche. In questo scenario, i temi della sicurezza energetica e della competitività industriale sono tornati al centro delle strategie dei Paesi, in stretta sinergia con le politiche economiche e industriali.

A livello globale, la transizione energetica ha registrato finora progressi significativi e nei prossimi anni è prevista un'ulteriore accelerazione: il 2025 infatti ha segnato un nuovo record di capacità rinnovabile installata a livello globale. Tuttavia, permangono differenze a livello locale nel progresso verso gli obiettivi climatici ed energetici 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. In alcuni contesti, inoltre, conflitti regionali, dispute commerciali internazionali e cambiamenti nelle priorità delle politiche nazionali possono rallentare o rendere meno lineare il percorso di transizione.

In ogni caso, l'elettricità avrà un ruolo centrale nella transizione energetica: secondo l'International Energy Agency (IEA), anche in uno scenario a politiche correnti la domanda elettrica è destinata ad aumentare di oltre 10.000 TWh entro il 2035 a livello globale, un valore comparabile alla domanda complessiva di Stati Uniti, India, Unione Europea e Giappone[11]. Questa spinta all'elettrificazione è sostenuta dalla rapida diffusione della mobilità elettrica, dall'impennata dei consumi legati allo sviluppo dei data center e dalla trasformazione degli utilizzi industriali e domestici. L'accelerazione sarà maggiore in alcune geografie, tra cui per esempio gli Stati Uniti, che vedranno un incremento significativo nei prossimi anni, dovuto in gran parte all'aumento dei consumi dei data center, oltre che all'elettrificazione.

In questo contesto, negli ultimi anni le utility hanno progressivamente rafforzato il focus sulle reti nei piani di sviluppo e sulla generazione secured tramite PPA e contratti regolari, con l'obiettivo di aumentare il peso delle attività con elevata stabilità e visibilità. Tale approccio è stato premiato sul mercato dei capitali per effetto della maggiore prevedibilità dei flussi di cassa e della minore esposizione alla volatilità del mercato. Le reti elettriche si confermano così un'infrastruttura centrale per la transizione energetica, svolgendo un ruolo chiave sia nel garantire la sicurezza energetica, sia nell'abilitare i processi di elettrificazione dei consumi e l'integrazione efficiente di una quota crescente di generazione rinnovabile nel sistema elettrico. Inoltre, la progressiva penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili sta determinando un aumento strutturale del fabbisogno di flessibilità del sistema elettrico, rendendo necessari nuovi investimenti in BESS (Battery Energy Storage System). In questo quadro gli investimenti delle utility nelle rinnovabili diventano più selettivi.

Inoltre, l'evoluzione dei mercati energetici, congiuntamente agli sviluppi nell'ambito della digitalizzazione e dell'intelligenza artificiale, incluso il settore dei data center, stanno accelerando l'innovazione e aprendo allo stesso tempo nuovi spazi di competizione e di crescita. Questi sviluppi tecnologici e di mercato 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 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.

11. IEA, *World Energy Outlook 2025*.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La strategia del Gruppo

ESRS 2 SBM-1 *– Strategia, modello aziendale e catena del valore*

ESRS 2 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 in materia di cambiamenti climatici*

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.

Il Piano Strategico si inserisce infatti in uno scenario globale che prevede una forte crescita della domanda elettrica, trainata dallo sviluppo dei data center, dell'intelligenza artificiale, della robotica e dell'automazione, oltre che dall'elettrificazione dei trasporti e dalla ripresa industriale.

Si prevede che tale crescita avverrà più rapidamente in alcune geografie rispetto ad altre: negli Stati Uniti, per esempio, questi fenomeni sono già in corso.

In questo contesto, le rinnovabili continueranno a crescere e i sistemi elettrici 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 accogliendo la crescente capacità da fonti rinnovabili, oltre che garantire una maggiore resilienza agli eventi meteorologici estremi, sempre più frequenti e intensi.

Il Piano Strategico 2026-2028

Il Gruppo è oggi nella condizione ideale per muoversi in anticipo rispetto ad altri player, in particolare nei mercati in cui si prevede un più rapido aumento della domanda di elettricità, al fine di massimizzare il ritorno delle risorse aggiuntive investite. In particolare, il Gruppo prevede di aumentare nell'arco di Piano la propria leva finanziaria[12] a circa 3,0x, livello comunque ben inferiore alla media di settore[13]. In questo modo, il Gruppo potrà liberare circa 15 miliardi di euro aggiuntivi per incrementare gli investimenti nelle geografie a più alto potenziale di crescita e migliorare ulteriormente la remunerazione degli azionisti.

Nel Piano Strategico 2026-2028, il Gruppo si focalizzerà pertanto su tre priorità strategiche:

- accelerare la crescita nei Paesi caratterizzati da contesti stabili, con focus su reti, rinnovabili e clienti finali, attraverso investimenti greenfield e brownfield;
- massimizzare la produttività del capitale grazie a un'ottimale allocazione e una gestione efficiente ed efficace delle risorse economiche;
- garantire un profilo rischio/rendimento bilanciato al fine di perseguire un miglioramento dell'utile netto ordinario per azione (EPS) mantenendo al contempo una rigorosa disciplina finanziaria.

12. Rapporto Indebitamento finanziario netto/EBITDA.
13. La media di settore è pari a circa 3,5x sulla base dei dati pubblici disponibili.

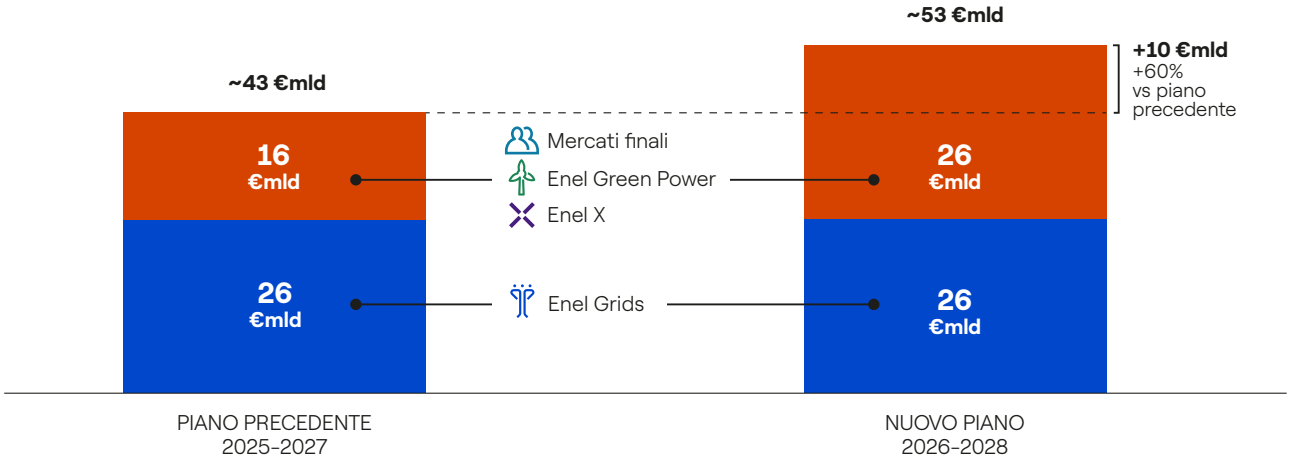
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Crescita

Tra il 2026 e il 2028 il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi pari a circa 53 miliardi di euro, in aumento di circa 10 miliardi di euro rispetto al precedente Piano Strategico. In particolare:

- oltre 26 miliardi di euro nei Business Integrati, di cui oltre 23 miliardi di euro in Europa e Nord America e circa 3 miliardi di euro in America Latina;
- più di 26 miliardi di euro nelle Reti, con focus su Europa (oltre 20 miliardi di euro) e America Latina (oltre 6 miliardi di euro).

INVESTIMENTI TOTALI (€MLD)



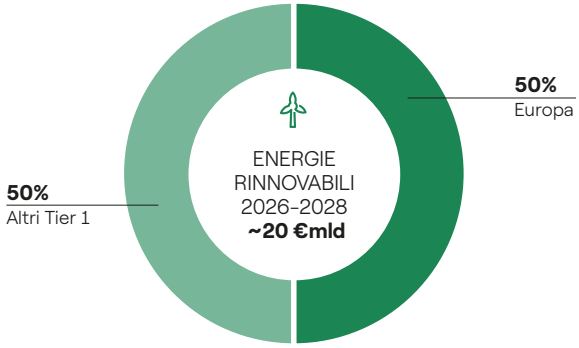
Si prevede che oltre l'80% degli investimenti del Gruppo nel periodo 2026-2028 sia in linea con i criteri della tassonomia dell'UE, in virtù del loro sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico. Inoltre, il 90% dei Gross Capex previsti nel Piano Strategico 2026-2028 è in linea con 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 Commercial 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.

Business Integrati

Tra il 2026 e il 2028 il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi nei Business Integrati per oltre 26 miliardi di euro.

In particolare, il Gruppo prevede una forte accelerazione degli investimenti nelle Rinnovabili, che raggiungeranno circa 20 miliardi di euro, in aumento di circa 8 miliardi di euro rispetto al precedente Piano, con focus nelle geografie caratterizzate da significativa crescita della domanda elettrica. Nello specifico, il Gruppo ha pianificato di investire circa il 50% dei Capex destinati alle rinnovabili in Europa, da allocare tra aste pubbliche, ibridizzazioni e repowering di impianti, oltre che opportunità brownfield. Al contempo, il Gruppo ha pianificato di investire i rimanenti Capex negli altri Paesi definiti Tier 1, in particolare negli Stati Uniti, con progetti supportati da schemi contrattuali di lungo periodo, come i PPA (Power Purchase Agreement), che garantiscono piena visibilità sul contributo alla creazione di valore di Gruppo.

ENERGIE RINNOVABILI



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Attraverso questi investimenti, il Gruppo prevede di incrementare la propria capacità installata[14] a oltre 80 GW da circa 68 GW a fine 2025. La capacità addizionale rinnovabile, pari a circa 15 GW complessivi, proverrà per circa 9 GW da progetti greenfield e per 6 GW circa da progetti brownfield. Inoltre, si prevede che la nuova capacità sarà costituita per più del 75% da eolico e tecnologie programmabili, quali impianti di accumulo a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS).

In merito al processo di decarbonizzazione in corso, gli investimenti in nuovi asset ad alta intensità di carbonio saranno completamente annullati a partire dal 2026; infatti il Piano Strategico 2026-2028 non prevede investimenti in tali asset.

Per quanto riguarda i Clienti, il Gruppo intende aumentarne la fidelizzazione attraverso offerte bundled, includendo anche servizi aggiuntivi all'elettricità e gas, come per esempio le telecomunicazioni. Inoltre, il Gruppo prevede di continuare a focalizzare la propria strategia su clienti ad alto valore, sia nel segmento residenziale sia nelle piccole e medie imprese (PMI). Per effetto di queste azioni strategiche, il Gruppo prevede di incrementare la propria base clienti sul mercato libero (elettricità, gas e fibra) a circa 26 milioni nel 2028 da 23 milioni circa del 2025.

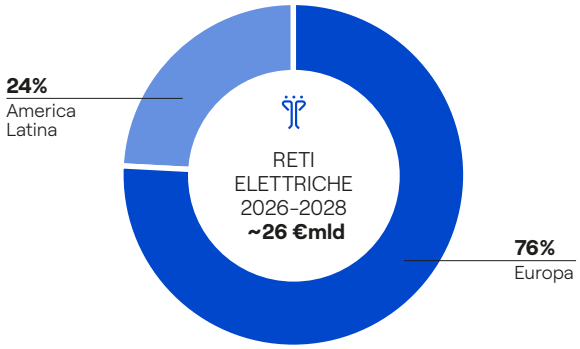
Reti

Nel Piano 2026-2028 il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi nelle Reti per oltre 26 miliardi di euro, di cui:

- circa il 55% in Italia, dove è prevista una rapida crescita;
- oltre il 20% in Iberia, in previsione di un'ulteriore accelerazione dopo il 2028;
- quasi il 25% in America Latina, in presenza di quadri regolatori prevedibili e di una chiara visibilità sul futuro.

Si prevede che l'incremento degli investimenti nelle Reti porti la Regulated Asset Base (RAB) del Gruppo a circa 58 miliardi di euro nel 2028 rispetto a 47 miliardi di euro circa a fine 2025 (+22%).

RETI ELETTRICHE



Produttività

Il Gruppo ha realizzato, con un anno di anticipo, le efficienze previste dal Piano Strategico 2023-2025, pari a circa 1 miliardo di euro rispetto alla base di costi del 2022. Con il nuovo Piano si prevede ora di realizzare ulteriori efficienze per circa 700 milioni di euro entro il 2028.

Per massimizzare la produttività dei propri processi, il Gruppo intende inoltre accelerare l'adozione di strumenti di intelligenza artificiale, digitalizzare le attività core dell'Azienda e portare il 100% delle applicazioni su Cloud.

Un altro driver di creazione di valore sarà costituito dal business dei data center. In tale settore, il Gruppo gode di un significativo vantaggio competitivo: in qualità di player integrato di primaria rilevanza in diversi Paesi, può infatti offrire agli operatori di data center siti industriali già disponibili (otto sono già stati identificati), connessione alla rete elettrica e fornitura di energia a lungo termine (tramite PPA).

Rischio/rendimento

Si prevede che la realizzazione delle azioni strategiche previste nell'arco di Piano porterà un ulteriore miglioramento del profilo rischio/rendimento del Gruppo, migliorando la prevedibilità e stabilità dei risultati futuri.

14. Include capacità consolidata, deconsolidata e impianti di accumulo a batteria.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nello specifico, il Gruppo prevede che più del 90% dei 74 miliardi di euro di EBITDA ordinario cumulato nel periodo 2026-2028 deriverà da attività regolate o contrattualizzate, in quanto riferite al business delle reti, alla generazione di elettricità coperta da schemi regolatori di lungo termine, a PPA con una durata media di otto anni o associate a clienti finali con strutture di pricing regolate o predeterminate.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha inoltre approvato l'esecuzione di una nuova tranche del programma di share buyback per un esborso complessivo massimo fino a 1 miliardo di euro in attuazione della delibera dell'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025, che ha autorizzato all'acquisto e al successivo annullamento di azioni proprie per un esborso complessivo fino a 3,5 miliardi di euro.

Obiettivi economico-finanziari

Entro il 2028, il Gruppo prevede che l'utile netto ordinario per azione (EPS) raggiungerà un valore compreso tra 0,80 e 0,82 euro, in crescita rispetto ai circa 0,69 euro attesi nel 2025, con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 6%.

Remunerazione degli azionisti

Nel periodo 2026-2028, il Gruppo prevede che la realizzazione delle sue azioni strategiche si traduca in rendimenti altamente prevedibili; in linea con la crescita attesa dell'EPS, si prevede che anche il DPS aumenti di circa il 6% in termini di CAGR tra il 2025 e il 2028.

Target	2025	2026	2028
Utile netto ordinario per azione, EPS (€/azione)	~0,69	0,72-0,74	0,80-0,82
Dividendo per azione, DPS (€/azione)	0,49	CAGR ~+6%(1)	

(1) In linea con la crescita attesa dell'EPS.

Oltre il 2028

Le risorse e la disciplina finanziaria alla base dell'accelerazione della crescita prevista nel Piano Strategico 2026-2028 offrono visibilità sull'evoluzione del Gruppo Enel anche oltre il 2028. In particolare, si prevede che al 2030:

- la capacità rinnovabile installata continuerà a crescere con un CAGR di circa il 5% rispetto ai 68 GW del 2025;
- la RAB delle reti aumenterà con un CAGR di circa il 6% rispetto ai 47 miliardi di euro stimati per il 2025;
- l'EPS confermerà la crescita con un CAGR di circa il 6% rispetto ai circa 0,69 euro per azione attesi al 2025.

Sostenibilità ambientale

ESRS 2 SBM-1 – *Strategia, modello aziendale e catena del valore*

ESRS 2 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*

Sul fronte della sostenibilità ambientale, il Gruppo prevede nel Piano Strategico una forte accelerazione degli investimenti nelle rinnovabili e il potenziamento delle reti di distribuzione.

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). A fine 2025, il Gruppo ha ridotto le proprie emissioni totali di quasi il 70% rispetto al 2017 ed è prossimo a raggiungere il target fissato per il 2030. Il Gruppo conferma il suo obiettivo di raggiungere zero emissioni nette in tutti gli Scope entro il 2040.
Inoltre, lungo questo percorso, il Gruppo continuerà a salvaguardare il tessuto socioeconomico 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 integrato con il Piano Industriale 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 degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Intangibles

62
progetti lanciati per testare nuove soluzioni

25
progetti di innovazione in fase di scale up nel business

€ 49,9 milioni
investimenti in progetti di innovazione

Innovazione

Il modello di innovazione del Gruppo Enel si avvale di diversi strumenti per identificare nuove soluzioni per supportare il Gruppo nelle sfide di business, che permettono di far leva su un ecosistema esteso fatto di partner industriali, grandi, piccole e medie imprese, centri di ricerca, università e imprenditori, startup. Tra i canali principali utilizzati dal Gruppo, ci sono la piattaforma di crowdsourcing www.openinnovability.enel.com per la ricerca di 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 e nel corso del 2025 è stata tra le prime società ad applicare i princípi della ISO 56001:2024 "Innovation Management System - Requirements", rafforzando così la governance del processo dell'innovazione e aumentando la propria efficienza operativa. Attraverso la prassi UNI/PdR 155:2023 "Gestione dell'innovazione sostenibile - Linee guida per la gestione dei processi di innovazione sostenibile nelle imprese attraverso l'open innovation" Enel fornisce un riferimento per le organizzazioni che vogliono costruire un processo efficace di gestione dell'innovazione sostenibile.

Nel 2025 il portafoglio progetti è stato allineato costantemente agli indirizzi strategici e 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 e della scalabilità, focalizzandosi in particolare sullo sviluppo di reti resilienti e digitali, su nuove tecnologie per la generazione rinnovabile e modelli per l'abilitazione di nuovi servizi, sistemi innovativi per storage energetico, soluzioni per migliorare la sicurezza delle persone e per ridurre gli impatti ambientali e sulla biodiversità, sullo sviluppo di soluzioni digitali basate sull'intelligenza artificiale per migliorare l'efficienza operativa e la redditività, nonché su soluzioni per l'elettrificazione e l'ingaggio dei clienti e modelli innovativi di offerta.

Nel corso del 2025, sono stati lanciati 62 progetti per testare nuove soluzioni, mentre sono state 25 le soluzioni innovative prese in carico dal business per essere implementate su larga scala.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Intellectual property

Il portafoglio di proprietà intellettuale (di seguito "IP") di Enel rappresenta un patrimonio informativo e tecnologico essenziale per una crescita sostenibile e competitiva. Tale portafoglio nasce all'interno di un ecosistema di innovazione aperta, nel quale gli strumenti di tutela IP garantiscono protezione, valorizzazione e continuità alle innovazioni strategiche sviluppate dal Gruppo.

Nel 2025 Enel ha ulteriormente rafforzato i presídi di prevenzione, mitigazione e gestione dei rischi di proprietà intellettuale all'interno dei processi di Intellectual Property Management del Gruppo per assicurare un controllo strutturato e proattivo sulla qualità, la coerenza strategica e la tutela delle innovazioni.

In questo contesto, il capitale umano rimane un elemento centrale: la partecipazione attiva dei dipendenti, supportata da strumenti e processi più snelli e digitali, rafforza la cultura dell'innovazione e favorisce una maggiore consapevolezza del ruolo cruciale che la proprietà intellettuale riveste nello sviluppo sostenibile del Gruppo.

Al 31 dicembre 2025 il Gruppo è titolare di 553 brevetti per invenzione industriale, di cui 310 sono titoli concessi, appartenenti a 193 famiglie brevettuali, 17 modelli di utilità e 181 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 1.845 registrazioni, di cui 1.749 già concesse.

Nel corso del 2025 le attività di protezione IP sono continuate in tutto il Gruppo e si segnalano in particolare:

- nell'ambito dei Mercati finali tre brevetti relativi a invenzioni implementate nella piattaforma DEROS di Enel, la piattaforma avanzata che permette il controllo e la gestione intelligente di risorse energetiche decentralizzate e distribuite;
- in Enel Green Power and Thermal Generation due brevetti, il primo relativo all'invenzione di un sistema per agevolare la movimentazione di schiere preassemblate di pannelli fotovoltaici e il secondo relativo all'invenzione di un metodo per controllare da remoto il riavvio dei generatori solari ed eolici riducendo l'intervento in campo;
- in Enel Grids il deposito di: (i) un brevetto a tutela del sistema denominato Beat Suite, un insieme di moduli software che consentono la telegestione degli smart meter e (ii) un brevetto per il rilevamento di frodi energetiche;
- nell'ambito delle Staff Functions del Gruppo, la concessione del brevetto relativo al Climate Scenario Adaptation Model, un modello innovativo sviluppato per valutare la resilienza degli asset industriali rispetto ai cambiamenti climatici;
- in 3SUN la concessione di un brevetto per un metodo volto a migliorare le prestazioni delle celle solari HJT basato sull'utilizzo di uno strato di carburo di silicio, ottenuto tramite trattamento assistito al plasma.

Nel corso dell'esercizio 2025 sono continuate anche le attività finalizzate alla tutela del portafoglio marchi di titolarità del Gruppo. Inoltre, è stato depositato il marchio "Enel Dynamic Accounting Platform - DAP" associato alla piattaforma che consente una gestione operativa, innovativa, efficace e sostenibile delle attività di accounting, indipendentemente dalla collocazione geografica.

Digitalizzazione

La trasformazione digitale costituisce una leva strategica imprescindibile per il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale e di governance (ESG), agendo da catalizzatore per la transizione energetica, riducendo l'impronta ambientale e generando valore duraturo per l'intero ecosistema degli stakeholder. L'adozione di soluzioni digitali permette, infatti, di efficientare l'impiego delle risorse naturali, garantendo nel contempo un monitoraggio puntuale e in tempo reale delle emissioni climalteranti e abilitando modelli avanzati di smart grid per la gestione intelligente della distribuzione e dei consumi. Inoltre, la digitalizzazione si afferma come un motore di inclusione sociale, basato sul potenziamento dell'accessibilità universale ai servizi, garantendo l'abbattimento delle barriere d'ingresso. Tale percorso di evoluzione è accompagnato da un costante presidio sulla gestione dei rischi digitali, operato in coerenza con quanto descritto nell'apposita sezione del presente documento.

In questo contesto strategico, l'adozione dell'intelligenza artificiale (AI) si configura come un acceleratore determinante per l'evoluzione del settore energetico, permettendo di gestire la crescente complessità del sistema elettrico e di potenziare la resilienza delle infrastrutture critiche. L'integrazione di sistemi di AI nei processi operativi e gestionali abilita una trasformazione profonda lungo tutta la catena del valore, ottimizzando i flussi energetici e supportando i processi decisionali attraverso analisi predittive avanzate.

Cyber security

In un contesto di crescente digitalizzazione e interconnessione, la cyber security rappresenta oggi un fattore chiave per la stabilità operativa e la resilienza delle imprese. L'evo-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

luzione delle minacce informatiche, sempre più sofisticate, unitamente all'aumento delle vulnerabilità nella supply chain, all'uso di strumenti di attacco automatizzati e potenziati dall'AI e a un quadro normativo in costante rafforzamento, spinge le organizzazioni ad adottare modelli di governance e gestione del rischio cyber più strutturati e integrati. In tale scenario, risulta fondamentale adottare un approccio sistemico e proattivo alla cyber security, basato sulla definizione di una strategia chiara e condivisa, sull'identificazione e valutazione continua dei rischi, sull'implementazione di adeguate misure di prevenzione e risposta agli incidenti informatici, nonché sullo sviluppo di una solida cultura della sicurezza e su una stretta cooperazione tra attori pubblici e privati, al fine di rafforzare la resilienza operativa e garantire la continuità del business e la protezione degli asset strategici.

Al fine di presidiare e gestire il rischio cyber in un contesto operativo globale, Enel ha adottato un modello operativo di Cyber Security, posto sotto la responsabilità del Chief Information Security Officer (CISO) di Gruppo, che disciplina la definizione della strategia di sicurezza, il presidio della compliance normativa, il monitoraggio continuo del rischio e la prevenzione, gestione e risposta agli incidenti informatici, applicato in modo trasversale a tutte le geografie, i business e agli ambienti tecnologici Information Technology (IT), Operational Technology (OT) e Internet of Things (IoT), a tutela di un perimetro digitale altamente articolato nei 28 Paesi in cui opera il Gruppo. Il modello si fonda sul Cyber Security Framework che definisce i princípi e i processi operativi per la gestione della sicurezza informatica. Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo "Tecnologia digitale" del capitolo "Risk management".

La strategia di cyber security è approvata e monitorata dal Cyber Security Committee, presieduto dal CEO di Gruppo, con il coinvolgimento del top management e degli organi di controllo, a garanzia di una gestione strutturata, coerente e integrata del rischio cyber a livello di Gruppo.

A presidio della sicurezza informatica, Enel dispone di un proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), attivo H24 7/7, che monitora in modo continuo e gestisce proattivamente gli incidenti cyber attraverso sofisticati sistemi di analisi e correlazione dei dati. Nel corso del 2025, il CERT ha risposto a 25 incidenti informatici classificati con impatto potenzialmente medio-alto, senza registrare eventi con livello potenziale critico. In riferimento al numero degli eventi di sicurezza informatica registrati nel corso del 2025, di seguito si riportano i dettagli.

Cyber security	UM	2025	2024	2025-2024	
Numero totale di violazioni della sicurezza informatica	n.	-	-	-	-

Nei casi riscontrati, sono state prontamente attivate le procedure operative aziendali per garantire una risposta efficace e contenere gli impatti su persone, servizi e asset.

In un'ottica di prevenzione e di rafforzamento continuo delle capacità di risposta agli incidenti cyber, Enel promuove specifiche iniziative esercitative (i c.d. "cyber exercise"), che ormai sono parte integrante delle attività volte alla gestione degli incidenti cyber. Le esercitazioni simulano reali attacchi informatici senza impatti sull'operatività e coinvolgono strutture tecniche e funzioni di business, con l'obiettivo di testare la capacità di risposta, verificare l'efficacia dei processi e individuare eventuali aree di miglioramento. Nel corso del 2025 sono stati eseguiti 64 cyber exercise a livello globale, a conferma di come tale attività rappresenti una prassi consolidata all'interno del Gruppo.

In linea con tale impostazione, 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, il Gruppo promuove costantemente attività di formazione e sensibilizzazione, anche con moduli obbligatori, rivolte a tutto il personale, con l'obiettivo di consolidare una cultura diffusa della sicurezza informatica e accrescere la consapevolezza sulle minacce informatiche, in particolare quelle che sfruttano le vulnerabilità legate all'interazione umana. Sul fronte dei processi, vengono adottate e aggiornate policy, procedure e linee guida tecniche che stabiliscono princípi, regole e controlli di sicurezza, conformi agli standard internazionali e alle migliori pratiche di settore. Tali controlli includono la gestione e il monitoraggio degli accessi ai sistemi, nonché l'analisi e la gestione tempestiva degli incidenti cyber. A supporto di queste attività, il Gruppo implementa soluzioni tecnologiche avanzate e conduce regolarmente test di sicurezza, al fine di verificare la resilienza degli ambienti IT, OT e IoT. Tali attività sono integrate in un processo strutturato e digitalizzato che consente il monitoraggio continuo delle vulnerabilità e la loro mitigazione proattiva, anche attraverso il coinvolgimento di fornitori esterni qualificati, a garanzia della protezione efficace delle risorse critiche.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risk management

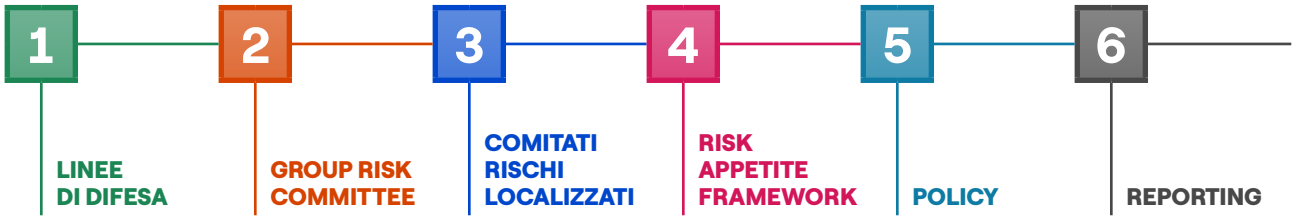
Il modello di risk governance del Gruppo Enel

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:



- **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.
- **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".
- **Comitati rischi localizzati.** La presenza di specifici comitati rischi locali, articolati secondo le principali Linee di Business Globali 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 management 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.
- **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

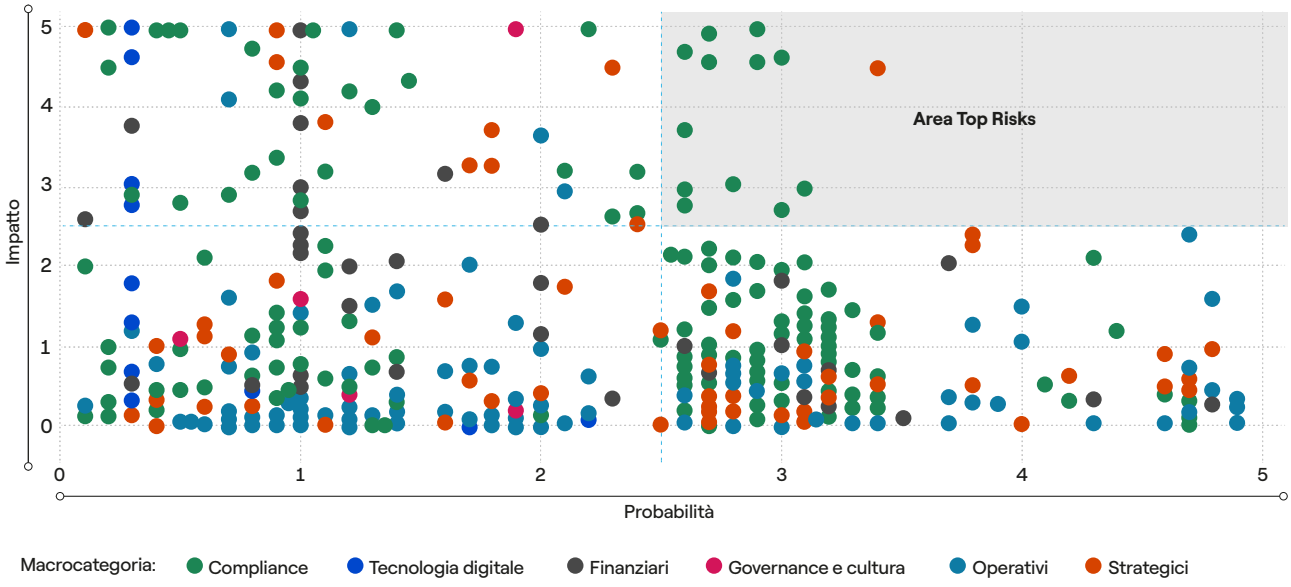
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

- **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 coinvolte.
- **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 (Risk Landscape Enel Group©). 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 2025 ha monitorato un set di oltre 400 rischi, di cui 13 identificati come Top Risks (con valore di probabilità superiore alla media e potenziali impatti economici rilevanti), prevalentemente identificati come rischi e/o incertezze legali/fiscali e regolatorie.

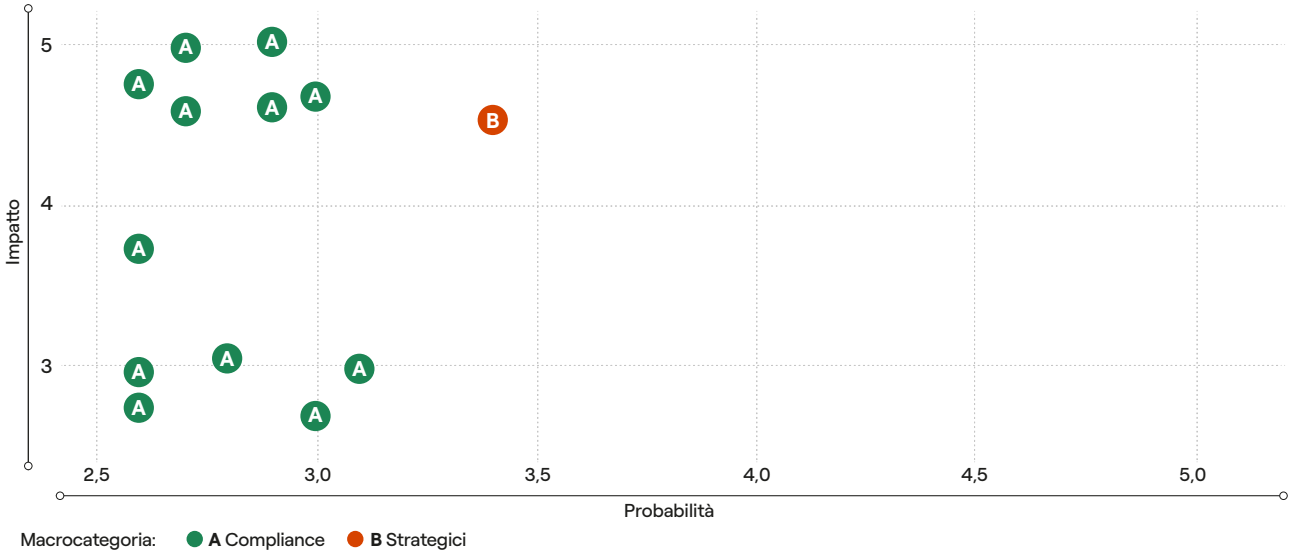


Il Risk Landscape Enel Group© permette di selezionare e visualizzare i Top Risks che si focalizzano su un livello di rischiosità da medio ad alto (quindi, escludendo gli eventi poco probabili e/o con un basso impatto). In aggiunta, è possibile procedere a una selezione multidimensionale:

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

Relativamente ai Top Risks identificati ed esaminati per il periodo di Piano di riferimento, si vede la maggiore concentrazione di rischi strategici (un rischio legislativo-regolatorio), e di compliance (12), questi ultimi relativi principalmente a rischi di contenzioso fiscale o di conformità alle altre leggi e regolamenti. Per maggiori dettagli sui contenziosi fiscali, si rimanda ai paragrafi dedicati del capitolo "Attività e passività potenziali".

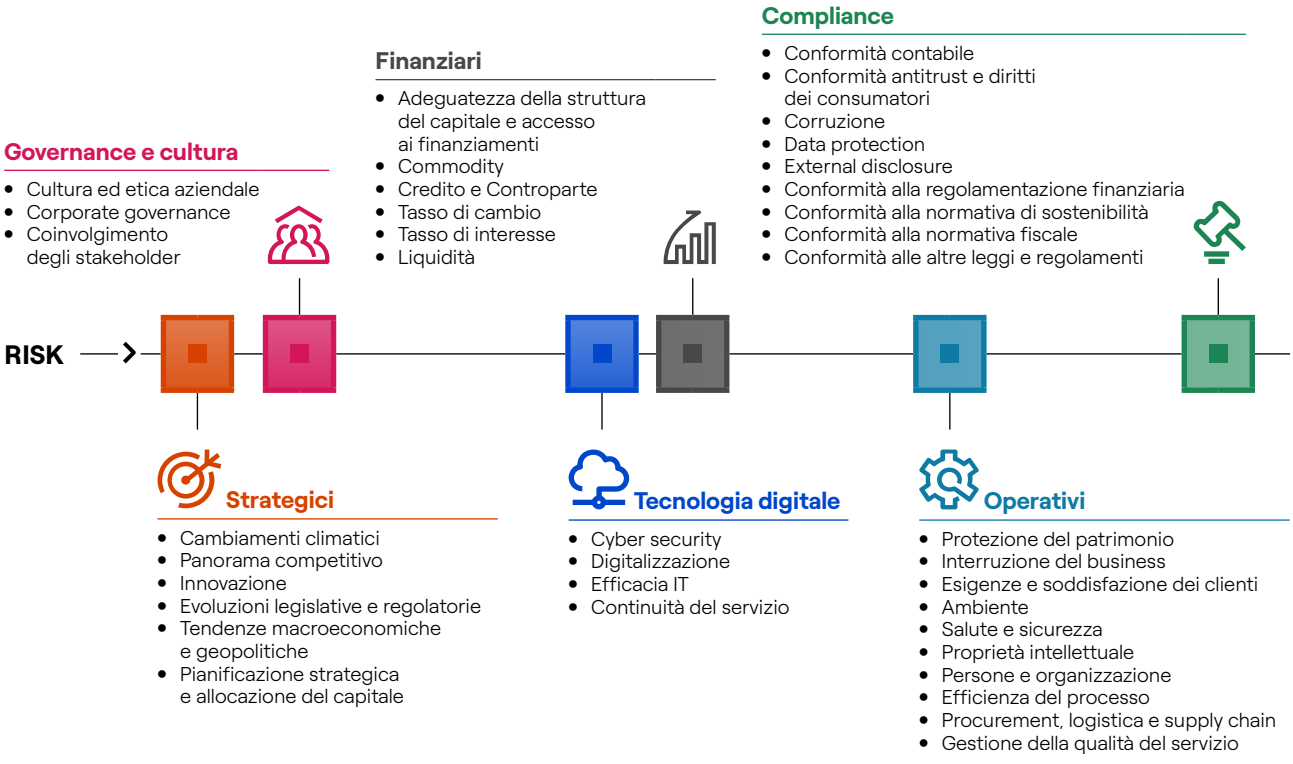
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



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.



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 un elemento chiave per comprendere il contesto in cui il Gruppo opera e orientare le sue ambizioni di business. Il rischio associato al contesto competitivo è mitigato da un monitoraggio strutturato e continuativo delle performance a livello sia industriale sia finanziario dei competitor, dei loro piani strategici e dei principali elementi del loro posizionamento strategico.
Le analisi sono finalizzate a identificare i competitor e peer più rilevanti nei mercati di riferimento, analizzarne i risultati economici-finanziari, i principali driver di business, gli obiettivi strategici e industriali, e valutarne il posizionamento competitivo attuale e prospettico, anche in relazione all'evoluzione del contesto di mercato e dei trend di settore.
In particolare, l'analisi comparata dei piani strategici e industriali dei competitor è rilevante per individuare potenziali rischi legati ai mutamenti del contesto competitivo e, soprattutto, per fornire elementi di benchmark economico e industriale utili a migliorare la performance del Gruppo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Evoluzioni legislative e regolatorie

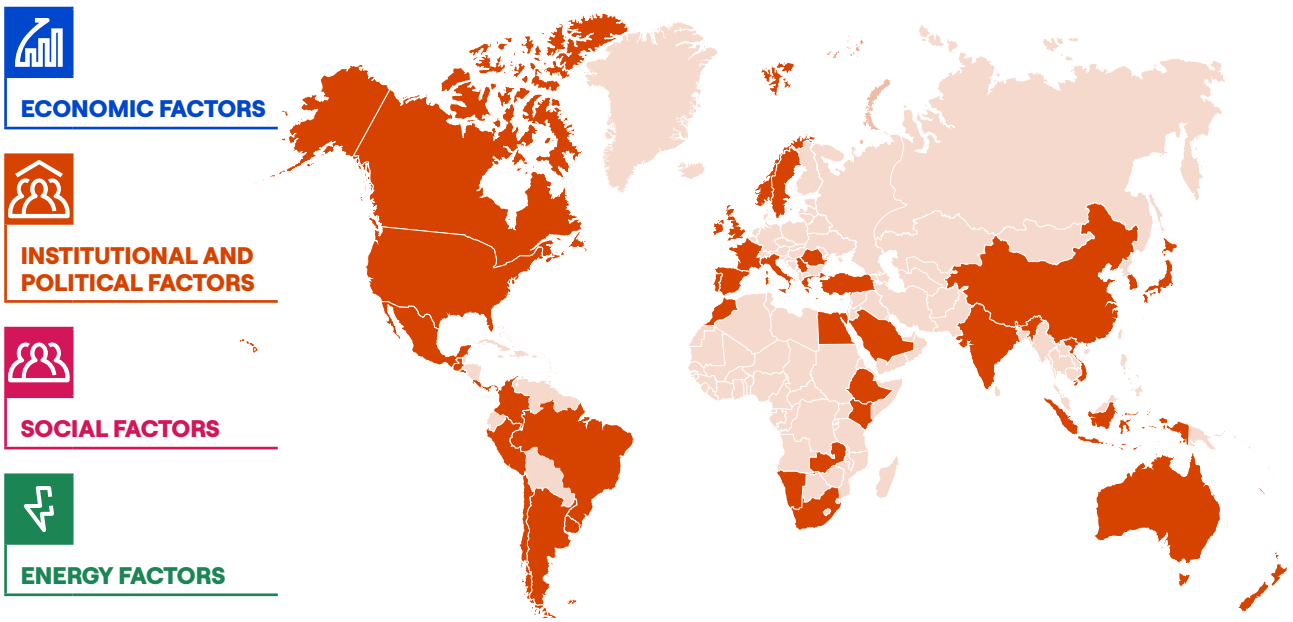
Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e l'evoluzione della normativa di riferimento può influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo.
Le evoluzioni legislative e regolatorie vengono quindi costantemente monitorate e presidiate, con particolare riferimento:

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

A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, sono state rafforzate le interlocuzioni con gli organismi di governo e regolazione locali, attraverso un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività al fine di mitigare le fonti di instabilità del quadro 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 a 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nella valutazione degli scenari operativi internazionali, il Gruppo fa riferimento a modelli analitici avanzati, come l'Open Country Risk, che misurano la resilienza economica dei Paesi attraverso un'analisi multidimensionale e integrata. Tale approccio consente una mappatura strutturata dei rischi e delle opportunità, articolata nei pilastri fondamentali di seguito dettagliati.

- **Fattori economico-finanziari:** stabilità macroeconomica, crescita, equilibrio estero, efficacia delle politiche fiscali e monetarie, vulnerabilità del sistema bancario e corporate, nonché esposizione a shock climatici estremi.
- **Fattori istituzionali e politici:** solidità del quadro istituzionale, stabilità politica, qualità della governance e prevedibilità del quadro normativo. L'analisi include la valutazione del rischio di instabilità governativa, la sicurezza giuridica, il clima per gli investimenti (corruzione, diritti di proprietà, rischio regolatorio) e la sostenibilità del debito sovrano.
- **Fattori sociali:** coesione sociale, livello di capitale umano, rispetto dei diritti civili e dinamiche demografiche. Vengono monitorati i rischi derivanti da polarizzazione, tensioni sociali e disparità, che possono incidere sulla stabilità del Paese e sul contesto operativo.
- **Fattori geopolitici e di sicurezza:** esposizione a tensioni internazionali, conflitti e instabilità regionale. La valutazione comprende sia il rischio geopolitico e di sicurezza interna, sia l'impatto potenziale sulle catene di approvvigionamento globali e sugli asset.
- **Fattori energetici:** efficacia del sistema energetico nazionale nel percorso di transizione. Vengono analizzati in prospettiva il posizionamento competitivo del Paese, considerando il grado di penetrazione delle rinnovabili, il tasso di elettrificazione e la sostenibilità complessiva del mix energetico, elementi cruciali per valutare le opportunità di crescita di medio-lungo periodo.

Questo framework integrato fornisce una base oggettiva per orientare le decisioni di investimento, allocazione del capitale e gestione del rischio, in linea con la strategia del Gruppo di creare valore sostenibile in contesti globali in continua evoluzione.

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:

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

Cyber security

Per presidiare e gestire il rischio cyber in tutti gli ambienti tecnologici (IT/OT/IoT), le geografie e i business, il Gruppo ha definito il modello operativo di Cyber Security e il relativo Framework di processi. Nello specifico, il modello 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), a diretto riporto del Responsabile della Funzione Security e del Responsabile della Funzione GICT (CIO), facente parte a sua volta della Funzione Global Services. In aggiunta, il Gruppo ha disegnato e adottato un Framework volto alla gestione delle tematiche di cyber security per i diversi ambienti tecnologici. 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. A presidio della sicurezza, Enel dispone di un proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), centro di monitoraggio operativo H24 7/7, per rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti di cyber security. Enel, inoltre, è impegnata nel presidio degli obblighi normativi in materia di cyber security, nonché nell'implementazione degli adeguamenti tecnologici, organizzativi e procedurali necessari ad assicurare la conformità delle società del Gruppo interessate dalle normative applicabili.
In tale contesto, al fine di 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Enel 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 integrati, con impatti sui processi e le attività operative, che potrebbero condurre all'esposizione dei sistemi IT/OT/IoT a interruzioni del servizio o a perdite di dati.

Al fine di guidare la trasformazione digitale, Enel ha sviluppato misure interne per garantire il presidio di tali rischi. In particolare, è stato predisposto un sistema di controllo interno che, introducendo punti di controllo lungo tutta la catena del valore, consente di minimizzare 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 promuove 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 Enel. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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, tecnologico, organizzativo e di sviluppo, che richiedono nuovi profili e competenze attitudinali e professionali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 la rapidità di questa trasformazione.

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, lungo l'intero ciclo di vita professionale, 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'Enel.

Efficienza, efficacia e rispondenza alle dinamiche evolutive assumono un ruolo fondamentale per l'attuazione della strategia industriale del Gruppo, la gestione del capitale umano e la centralità delle persone, in quanto fattori abilitanti 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 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, sviluppo delle tecnologie di intelligenza artificiale 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. Modalità di lavoro innovative e promozione della mobilità interna, così come il ricorso a modelli organizzativi flessibili, sono strumenti volti proprio a sostenere questa evoluzione 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 al pieno rispetto dei princípi fondamentali espressi nel Codice Etico, nell'Enel Global Compliance Program, nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e nella Policy 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 termini di qualità, puntualità, sicurezza e ambiente 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 o da criticità logistiche e interruzioni di attività.

In linea con gli obblighi in ambito CSDDD[15] di due diligence sulla propria supply chain, Enel ha sviluppato una strategia strutturata a livello di Gruppo secondo un approccio basato sull'analisi del rischio associato alle categorie merceologiche critiche; in particolare, sono state definite clausole contrattuali specifiche per svolgere una mappatura della supply chain al fine di incrementarne la visibilità e mitigare il rischio di potenziali violazioni dei diritti umani.

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 41 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (oltre 69 milioni di utenti finali), mentre oltre 61.000 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 2026-2028.

15. Corporate Sustainability Due Diligence Directive.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

5 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 mitigare i rischi e massimizzare le opportunità.

Roadmap verso la decarbonizzazione al 2040

Prosegue il percorso di riduzione delle emissioni dirette e indirette lungo l'intera catena del valore. Sia i risultati 2025 sia gli obiettivi di breve termine per il 2028 confermano l'allineamento con i quattro obiettivi Enel certificati da SBTi, coerenti con il limite di +1,5 °C. Il Gruppo continua ad avanzare verso l'obiettivo delle zero emissioni nette entro il 2040.

Promozione di una transizione giusta

La transizione energetica si fonda su un approccio equo e inclusivo, promuovendo l'accesso a soluzioni che abilitano la decarbonizzazione dei sistemi, sia nella generazione di energia sia nello sviluppo e nell'ammodernamento delle reti di distribuzione. Questo percorso contribuisce a generare impatti positivi sulla società attraverso il coinvolgimento degli stakeholder e la tutela dei diritti umani.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

62,53 $MtCO_{2eq}$

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

69,69 nel 2024

97 gCO_{2eq}/kWh

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 RELATIVE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA

101 nel 2024

108 gCO_{2eq}/kWh

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 E 3 RELATIVE A INTEGRATED POWER

121 nel 2024

12,7 $MtCO_{2eq}$

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

14,3 nel 2024

168,59 TWh

TOTALE CONSUMI DI ENERGIA (PRIMARIA E FINALE)

170,52 nel 2024

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
ADATTAMENTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO **Sotto-sottotema** –	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.	(R)	**PIANO D'AZIONE** Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"
ADATTAMENTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO **Sotto-sottotema** –	Miglioramento dei quadri normativi per sostenere gli investimenti nella resilienza delle infrastrutture, con l'obiettivo di mitigare i rischi climatici fisici e ridurre al minimo le interruzioni del servizio.	(O)	**PIANO D'AZIONE** Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"
MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI **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.	(O)	**PIANO D'AZIONE** Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"
MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI **Sotto-sottotema** –	Mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra, anche attraverso la decarbonizzazione della flotta, che abilita l'accesso al capitale e ai finanziamenti green.	(O)	**TARGET** Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (SBTi) (gCO_{2eq}/kWh) e riduzione % vs baseline 2017
MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI **Sotto-sottotema** –	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili.	(O)	**TARGET** • Valore dei contratti di fornitura coperto da certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) – % • Emissioni assolute aggiuntive di GES Scope 1 + 2 + 3 ($MtCO_{2eq}$) e riduzione % vs baseline 2017
MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI **Sotto-sottotema** –	Contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile (tramite produzione propria, PPA e REC).	(+)	**TARGET** Intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (SBTi) (gCO_{2eq}/kWh) e riduzione % vs baseline 2017
MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI **Sotto-sottotema** –	Accompagnare il processo di elettrificazione dei consumi implementando soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione stradale), per le imprese (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica di case e condomini).	(+)	**TARGET** Emissioni lorde di GES Scope 3 - Categoria 11: Uso dei prodotti venduti ($MtCO_{2eq}$) e riduzione % vs baseline 2017
ENERGIA **Sotto-sottotema** –	Prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali.	(+)	**TARGET** Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (SBTi) (gCO_{2eq}/kWh) e riduzione % vs baseline 2017

(R) Rischio (O) Opportunità (+) Impatto positivo (–) Impatto negativo

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 a raggiungere le emissioni nette 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, più avanti maggiormente dettagliate nel paragrafo "Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici":

- **decarbonizzazione del mix energetico**: sviluppo di nuova capacità rinnovabile (a partire dall'attuale 71,1% di capacità installata rinnovabile sul totale nel 2025) e contestuale uscita dalla generazione termica entro il 2040. 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;
- **spinta all'elettrificazione e phase-out del gas retail**: sviluppo di tecnologie elettriche più efficienti e convenienti per i consumatori, attraverso la promozione dell'elettrificazione degli usi e la progressiva minimizzazione del portafoglio gas dei clienti nel medio e lungo termine;
- **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.

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 alla responsabilità in materia di cambiamento climatico, si rimanda al paragrafo "Climate governance" 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; tale obiettivo è superiore alla soglia complessiva del 90% indicata dai principali standard internazionali. Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo "Azioni per la mitigazione: la roadmap di decarbonizzazione".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 alienati 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 2025 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 2025 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 2025 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 2025 è pari a 5,3%[16] (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.

Adattamento: la resilienza del Gruppo al cambiamento climatico

Al fine di garantire il raggiungimento dei propri obiettivi di decarbonizzazione e assicurare l'operatività dei propri asset, il Gruppo implementa inoltre soluzioni di adattamento agli eventi meteo e climatici per gestire efficacemente i fenomeni cronici e acuti di interesse 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 le procedure, le policy e le 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.

Identificati i fenomeni meteo e climatici di interesse, le attività implementate per massimizzare la capacità di adattamento possono essere classificate nella maniera seguente:

- gestione degli eventi avversi: procedure per la preparazione ad affrontare eventi estremi (tra cui l'utilizzo di dati meteo previsionali a breve termine e la formazione delle persone) 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 e la definizione di potenziali 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 ha sviluppato modelli quantitativi che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario climatico. In modo analogo, per i nuovi investimenti il Gruppo interviene già nella fase di progettazione e costruzione per ridurre l'impatto dei rischi climatici e per considerare gli effetti a lungo termine, includendo anche gli scenari climatici nelle stime future. Per approfondimenti si rimanda al paragrafo "Le attività di adattamento al cambiamento climatico nel Gruppo Enel".

16. Di cui 1,7% relativo alla produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili, 2,9% alla produzione di energia elettrica da olio e impianti termoelettrici dual fuel, e il restante 0,7% alla produzione di energia elettrica da carbone.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 rilevanti e la loro interazione con la strategia e il modello aziendale*

Analisi degli scenari

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 l'analisi dei trend di breve, medio e lungo termine** per analizzare le principali macro-tendenze di settore, gli impatti attesi nei business in cui Enel opera e per elaborare l'analisi di materialità;
- **il benchmarking degli scenari energetici esterni** (tra cui IEA "Net Zero Scenario", "Stated Policies Scenario" e "Current Policies Scenario"; BNEF "Net Zero Scenario" ed "Economic Transition Scenario"), punto di partenza fondamentale per costruire scenari interni robusti, che prevede una valutazione approfondita dei report disponibili a livello globale, regionale e locale, con un focus specifico sui Paesi in cui il Gruppo è presente.

Tali scenari vengono utilizzati per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità in relazione alla transizione energetica e al cambiamento climatico (si veda il paragrafo "Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità").

Gli scenari Enel di transizione energetica e climatici

L'adozione di scenari di transizione energetica e climatici e la loro integrazione nei processi aziendali tengono conto delle linee guida definite dalla TCFD e dei requisiti derivanti dalla direttiva CSRD e sono un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connessi al cambiamento climatico.
Enel costruisce scenari di transizione energetica assicurandone la coerenza con lo 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 e 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 riscaldamento globale.

Per valutare gli effetti dei fenomeni di transizione e fisici sul sistema energetico, il Gruppo si avvale di modelli interni che, per i principali Paesi di presenza del Gruppo, descrivono il sistema energetico tenendo conto delle specificità a livello tecnologico, socioeconomico, di policy e regolatorio. L'acquisizione e l'elaborazione dei dati necessari per definire gli scenari, unitamente alla selezione delle metodologie e delle metriche appropriate per interpretare fenomeni complessi, richiedono un'accurata analisi e l'uso di modelli avanzati, nonché il dialogo con esperti esterni.

Gli scenari di transizione energetica

Gli scenari di transizione energetica descrivono l'evoluzione della produzione e del consumo di energia 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 la fine del secolo rispetto ai valori preindustriali.
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 in coerenza con un aumento della temperatura media globale di 1,5 °C al 2100, come certificato dalla 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. Nella pianificazione aziendale il Gruppo assume invece 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, pur avendo un livello di ambizione più elevato rispetto al business as usual, a causa del ritmo della transizione energetica a livello locale rispetto ad alcune variabili.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Per valutare rischi e opportunità relativi alla transizione energetica, sono stati definiti inoltre scenari alternativi rispetto allo scenario di riferimento, 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*; per esempio, processi autorizzativi più veloci e maggiori meccanismi di supporto economico per lo sviluppo di impianti rinnovabili e una maggiore adozione di tecnologie elettriche che porterebbe a un'elettrificazione più rapida.

Per i principali Paesi di presenza, il Gruppo si è dotato di modelli per l'elaborazione di scenari tramite modellistica interna, al fine di garantire maggiore flessibilità di risposta e granularità geografica e operativa per le principali variabili che impattano i diversi business di Enel. I modelli, infatti, stimano le variabili rilevanti per le attività del Gruppo, ottimizzando i costi del sistema e rispettando i vincoli sulle emissioni di CO_2 di lungo termine in coerenza con l'Accordo di Parigi e le strategie nazionali, tenendo conto, inoltre, delle politiche nazionali di breve-medio periodo, delle dinamiche di mercato e della diffusione delle tecnologie specifiche di ogni Paese. Per il resto dei Paesi di interesse, le principali variabili di scenario sono determinate tramite analisi statistiche su dati interni ed esterni, basati su scenari allineati agli obiettivi dell'Accordo di Parigi forniti da enti e provider nazionali e internazionali accreditati.

Le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity per lo scenario *Reference* sono coerenti con gli scenari esterni che raggiungono nel lungo termine gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Si considera al 2030 una crescita graduale del prezzo della CO_2 e una diminuzione dei prezzi del carbone, causata dalla progressiva riduzione dell'offerta di permessi a fronte di una crescente domanda, e una diminuzione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si stima che le tensioni sul prezzo si manterranno nel breve-medio termine per poi allentarsi alla luce di un riallineamento tra domanda e offerta globale. Infine, si prevede una graduale stabilizzazione del prezzo del petrolio.

Brent ($/bbl)	**2025[1]**	**2030**
Scenario Enel	68	**~74**
Benchmark medio[2]		**~70**
Benchmark massimo		**~101**
Benchmark minimo		**~53**

API#2 ($/t)	**2025[1]**	**2030**
Scenario Enel	99	**~83**
Benchmark medio[2]		**~96**
Benchmark massimo		**~168**
Benchmark minimo		**~67**

CO_2 EU-ETS (€/t)	**2025[1]**	**2030**
Scenario Enel	74	**~117**
Benchmark medio[2]		**~128**
Benchmark massimo		**~134**
Benchmark minimo		**~120**

TTF (€/MWh)	**2025[1]**	**2030**
Scenario Enel	36	**~29**
Benchmark medio[2]		**~22**
Benchmark massimo		**~31**
Benchmark minimo		**~15**

(1) Consuntivo.

(2) Fonte: Baringa, Goldman Sachs, S&P. 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.

Per quanto riguarda gli scenari alternativi, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Lo scenario climatico fisico ai fini delle azioni di adattamento

Negli scenari il ruolo del cambiamento climatico produce effetti non solo in termini di transizione dell'economia verso emissioni net zero, ma anche in termini di impatti fisici, classificabili in:

- **fenomeni acuti** (eventi estremi), cioè fenomeni di breve durata ma particolarmente intensi come le alluvioni, gli uragani ecc., con potenziali impatti sugli asset (per 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, per le valutazioni del Gruppo, oltre ai dati storici, il migliore dato a disposizione tra i risultati dei modelli climatologici a diversi livelli di risoluzione. 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[17]. Tali proiezioni sono associate a pattern di emissioni legati a un livello del cosiddetto "Representative Concentration Pathway" (RCP), ognuno dei quali è collegato a uno dei cinque scenari Shared Socioeconomic Pathways (SSP). Gli scenari SSP includono ipotesi generali come quelle su popolazione, urbanizzazione ecc. I tre scenari fisici considerati dal Gruppo sono i seguenti:

- 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. Nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, viene associato 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. Nelle analisi che considerano variabili sia fisiche sia 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, nel quale si stima un aumento della temperatura globale di circa 4,4 °C entro il 2100 rispetto ai livelli preindustriali. Lo scenario RCP 8.5 viene considerato 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, che fornisce proiezioni climatiche ad alta risoluzione (~12 km - ~100 km) e orizzonte temporale fino al 2050 per tutte le principali aree operative del Gruppo[18]. Le analisi includono variabili come temperatura, precipitazioni, raffiche di vento e radiazione solare, utilizzando un ensemble di modelli climatici regionali[19] 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, che consentono di ottenere, con un'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 tali dati a supporto delle strategie assicurative. Infine, il Gruppo ha acquisito le competenze e gli strumenti per ottenere ed elaborare autonomamente gli output grezzi pubblicati dalla comunità scientifica, tra cui le proiezioni dei modelli climatici e regionali di CMIP6[20] e CORDEX[21], inquadrati nell'ambito del World Climate Research Programme (WCRP) e del "Working Group of Coupled Modelling" (WGCM), così da avere una vista di alto livello e globale dell'evoluzione a lungo termine delle variabili climatiche di interesse.

17. AR6 - "Sixth Assessment Report", 2021-2023.
18. 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.
19. Il numero di modelli usati varia in base allo scenario RCP.
20. Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 - https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
21. https://cordex.org/.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. Per ulteriori dettagli sul processo e sui risultati si rimanda al paragrafo "Doppia materialità".

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 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;
- **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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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

Fenomeni di scenario	Orizzonte temporale	Descrizione	Modalità di gestione
Transizione	Breve (1-3 anni) e medio periodo (4-10 anni)	**Rischio/opportunità:** l'evoluzione delle politiche e delle regolamentazioni pubbliche può costituire sia un'opportunità sia un rischio per la transizione energetica: misure tempestive ed efficaci, come procedure di permitting semplificate, possono accelerare lo sviluppo tecnologico, mentre politiche tardive o inadeguate possono aumentare la burocrazia, rallentare i processi autorizzativi e ostacolare l'avanzamento delle tecnologie.	Il Gruppo gestisce sia le opportunità sia i rischi derivanti dall'evoluzione delle politiche e delle regolamentazioni attraverso un modello di business integrato che copre sviluppo delle rinnovabili, potenziamento delle reti di distribuzione, generazione e vendite retail. Il posizionamento geografico diversificato consente di cogliere le opportunità nei Paesi di presenza e, al contempo, di minimizzare l'esposizione ai rischi legati alle policy locali. Inoltre, per supportare le valutazioni strategiche, il Gruppo fa ricorso a scenari di transizione, utilizzando lo scenario *Accelerated Transition* per valorizzare le opportunità e lo scenario *Slower Transition* per valutare i possibili rischi.
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	**Rischio/opportunità:** eventi meteoclimatici estremi 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 metereologiche, monitoraggio in tempo reale degli impianti e scenari climatici di lungo periodo nei processi di pianificazione e di valutazione dei nuovi progetti.

L'analisi di rischi e opportunità climatici copre l'intera catena del valore, includendo sia le attività upstream sia quelle downstream. Essa considera sia i rischi e le opportunità di transizione, descritti nel paragrafo "Rischi e opportunità di transizione sulla value chain", sia i rischi fisici, approfonditi nel paragrafo "Rischio fisico per eventi acuti e cronici sulla value chain".

Il processo di disclosure dei rischi e delle opportunità legati ai cambiamenti climatici è svolto in linea con quanto richiesto dalla direttiva europea 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 e la definizione di strategie resilienti è coerente anche con le indicazioni della Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD). Tali indicazioni sono seguite dal Gruppo al fine di implementare un processo strutturato per identificare, gestire e comunicare le informazioni rilevanti su impatti, dipendenze, rischi e opportunità relativi 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 tali cambiamenti 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 soggette a water stress) e a incrementare resilienza e capacità di risposta ai fenomeni climatici.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 ed essi fanno anche parte degli input alle attività di analisi focalizzate sulla biodiversità. Gli scenari climatici forniscono sia indicazioni di alto livello 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.

Integrazione degli scenari	Valutazione della vulnerabilità	Individuazione delle priorità	Piani di adattamento
Ad alto livello (per esempio, Open Country Risk, evoluzione del sistema energetico) **Sito specifico** (per esempio, dati climatici ad alta risoluzione)	Analisi della **vulnerabilità** per quantificare il **rischio** a livello di **asset** (esistenti e nuovi investimenti)	Definizione delle **priorità di adattamento a livello locale** e dei principali rischi e azioni di adattamento a livello Paese	Definizione di **piani di adattamento di lungo termine** per incrementare la resilienza

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 rilevanti e la loro interazione con la strategia e il modello aziendale*

Opportunità e rischi della transizione energetica

La transizione energetica può influenzare il Gruppo attraverso cambiamenti nelle politiche e nella regolamentazione, nelle dinamiche di mercato, nello sviluppo tecnologico e nell'evoluzione di prodotti e servizi. 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 e dall'aumento dei consumi dei data center; 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, accumulo di energia, infrastrutture di ricarica elettrica e

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

tasso di elettrificazione dei consumi. Questo 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.

								Quantificazione - range		
Fenomeni di scenario	**Descrizione**	**Orizzonte temporale**	**Descrizione impatto**	**GBL interessate**	**Perimetro**	**Quantificazione - Tipologia impatto**	**Upside/ Downside**	**<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*	Enel Green Power e Generazione Termoelettrica	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*	Enel X ed Enel Grids	Gruppo Enel	EBITDA/anno(1)	Upside		●	
							Downside		●	

(1) 2030 anno benchmark.

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

Rischi e opportunità 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, eolico e batterie, 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. Questo consente di migliorare la resilienza, ridurre i costi e accelerare la transizione energetica.

Per quanto riguarda la parte downstream della catena del valore, la transizione energetica rappresenta un'opportunità per il Gruppo. L'aumento dell'elettrificazione, sostenuto dalla crescita delle rinnovabili, amplia la domanda di tecnologie elettriche e favorisce l'evoluzione verso modelli di consumo più efficienti. Ciò consente di sviluppare nuovi servizi e tecnologie a valore aggiunto lungo la catena del valore, rafforzando la posizione competitiva del Gruppo. L'elettrificazione degli usi finali permette inoltre un maggiore risparmio energetico, con una conseguente riduzione dei costi energetici totali per i consumatori.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associati alle variabili fisiche, prendendo a riferimento gli scenari dell'IPCC sopra citati, viene valutato l'andamento delle variabili e dei fenomeni operativi e industriali associati per identificare i potenziali rischi e opportunità che ne derivano.

Cambiamenti fisici cronici fonti di rischi e opportunità

I cambiamenti fisici cronici delle variabili climatiche possono influenzare il Gruppo producendo effetti sia sulla domanda elettrica sia sulla produzione di energia. In particolare, la domanda elettrica è influenzata da variazioni delle temperature e dei conseguenti fabbisogni di energia. Inoltre, la produzione di energia idroelettrica, solare ed eolica è influenzata dalla disponibilità delle risorse, per esempio per effetto della variazione del livello medio di precipitazioni, ventosità e irraggiamento solare, così come la produzione termoelettrica può essere influenzata dalla temperatura dei mari e dei fiumi.

Per quanto riguarda la domanda elettrica, si è valutato che l'impatto nel medio-lungo termine dell'incremento di temperatura 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. Invece, sulla catena del valore, Enel svolge un'analisi sul rischio degli eventi climatici (si veda il paragrafo "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 con la relativa priorità associata.

Fenomeni cronici – Matrice d'impatto 2025

RILEVANZA

^ Priorità alta v Priorità bassa X Non rilevante

RILEVANZA ⟶

	PIOGGIA/ NEVE	VENTO	IRRAGGIAMENTO	LIVELLO DEI MARI	TEMPERATURA DELL'ARIA	TEMPERATURA FIUMI/MARI
Termoelettrica	^	X	X	^	^	^
Solare	v	X	^	X	v	X
Eolica	X	^	X	X	X	X
Idroelettrica	^	X	X	X	^	X
Storage	v	X	X	X	v	X
Geotermica	v	X	X	X	v	X
Grids	v	X	X	X	v	X
Enel X	v	X	v	X	v	X
Supply chain	v	X	X	X	X	X

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, per ciascuna tecnologia e impianto rinnovabile (eolico, solare e idroelettrico), specifiche funzioni che correlano la variazione delle variabili climatiche con i probabili andamenti della producibilità elettrica degli impianti del portafoglio Enel. Per la calibrazione di tali funzioni, sono stati considerati i dati storici delle variabili meteoclimatiche[22] e i dati di producibilità del parco impianti, al fine di tener conto delle specifiche caratteristiche di ogni impianto e tecnologia rinnovabile.

A seconda delle caratteristiche del Paese, una riduzione dell'energia prodotta può portare a sbilanciamenti lato sourcing, che devono quindi essere compensati con l'acquisto dei volumi di energia mancanti per alimentare la strategia commerciale o con una riduzione dei volumi venduti. Viceversa, una maggiore produzione rinnovabile porta a una possibile riduzione dei volumi di energia o all'aumento delle vendite. Effetti cronici sulla produzione si apprezzano maggiormente nel medio-lungo periodo. Gli effetti sul business sono stati calcolati utilizzando lo scenario peggiorativo RCP 8.5 per il downside, mentre l'upside è stato stimato su valori storici, senza considerare ulteriori effetti dei cambiamenti climatici. La tabella qui sotto mostra i risultati di questa analisi.

								Quantificazione - range		
Fenomeni di scenario	**Descrizione**	**Orizzonte temporale**	**Descrizione impatto**	**GBL interessate**	**Perimetro**	**Quantificazione - Tipologia impatto**	**Upside/ Downside**	**<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.	Enel Green Power e Generazione Termoelettrica	Gruppo Enel	EBITDA/anno[1]	Upside	●		
							Downside		●	

(1) 2030 anno benchmark.

● Upside scenario ● Downside scenario

22. 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).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Rischi e opportunità associati a cambiamenti fisici acuti

I rischi associati ai fenomeni fisici acuti vengono analizzati nel breve, medio e 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 una tabella dei principali eventi estremi rilevanti sulle diverse tecnologie.

Eventi estremi – Matrice d'impatto 2025

RILEVANZA

^ Priorità alta v Priorità bassa × Non rilevante

RILEVANZA ⟶

	ONDATE DI CALORE	ALLUVIONI/ PREC. INTENSE	NEVE INTENSA/ GHIACCIO	GRANDINE	TEMPESTE DI VENTO E CICLONI	INCENDI	FULMINI
Termoelettrica	^	^	×	×	v	v	×
Solare	^	^	^	^	^	v	v
Eolica	^	v	^	v	^	v	v
Idroelettrica	v	^	v	×	v	×	v
Storage	v	v	×	×	×	v	×
Geotermica	×	×	×	×	×	v	×
Grids	^	^	^	v	^	^	^
Enel X	^	v	v	v	v	v	v
Supply chain	v	^	v	×	v	v	×

Gestione del rischio da eventi estremi e degli impatti sul Gruppo

Nell'orizzonte di breve termine (1-3 anni), il Gruppo non si limita alla valutazione dei rischi legati agli eventi estremi, ma attua misure per ridurre gli impatti sul business, attraverso una copertura assicurativa efficace e diverse attività di adattamento al cambiamento climatico volte alla prevenzione e mitigazione dei danni. Inoltre, il portafoglio del Gruppo è ben diversificato per tecnologie, distribuzione geografica e dimensione degli asset, e, di conseguenza, anche l'esposizione del portafoglio ai rischi naturali è diversificata. Le evidenze negli ultimi 5 anni mostrano che gli eventi più rilevanti (definiti come gli accadimenti con impatto lordo >10 milioni di euro) hanno generato un valore cumulato di circa 79 milioni di euro, che rappresenta meno dello 0,04% dei valori assicurati del Gruppo al 2025, pari ~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. Oltre al costo per la ricostruzione a nuovo dell'asset (o di sue parti), si remunerano, entro i limiti e le condizioni definite nelle poliz-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ze, anche le perdite economiche dovute all'interruzione dell'operatività;
- il **Programma Liability** ("General & Environmental Liability Insurance Program") che copre i danni a terze parti, conseguenti anche agli impatti da eventi estremi sugli asset e sul business del Gruppo.

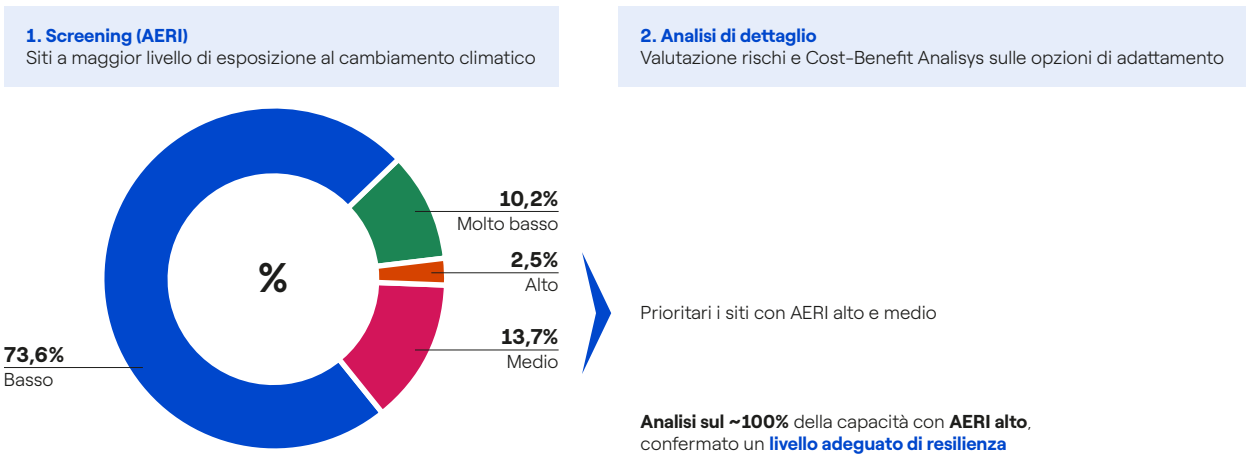
Partendo da un'efficace valutazione del rischio, inclusi gli eventi estremi naturali legati al cambiamento climatico, è possibile definire limiti e condizioni assicurative adeguati nelle polizze di copertura. Nonostante gli impatti sul business, il Gruppo ha dimostrato resilienza grazie ad ampi limiti 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 mitigano gli impatti degli eventi estremi, inclusi i rischi catastrofali naturali, ottimizzano il risk financing e riducono i costi dei programmi globali. La strategia del Gruppo integra misure manageriali e assicurative, 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.

L'evoluzione futura del rischio per la prioritizzazione delle azioni di adattamento

La valutazione dell'evoluzione futura del rischio viene effettuata attraverso l'indice **Acute Events Risk Index** (AERI), sviluppato internamente e validato secondo le procedure di Gruppo seguite in ambito Risk Control. Tale indice fornisce un'indicazione sintetica dell'evoluzione futura del rischio dovuto ai fenomeni climatici acuti per gli impianti. In particolare, l'indice 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[23].

L'indice considera gli asset idroelettrici, solari, eolici e di accumulo a batteria del Gruppo (EGP ed Enel X) entrati in esercizio fino al 2024, e fornisce una rappresentazione sintetica dello screening effettuato per ogni asset e fenomeno fisico rilevante attraverso il preliminary screening (si veda il paragrafo "La resilienza della generazione del Gruppo"). Lo scopo è identificare gli impianti che saranno soggetti ai cambiamenti climatici più intensi per definire le analisi di dettaglio prioritarie, che valuteranno il rischio specifico al fine di identificare eventuali azioni di adattamento da implementare.

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



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

Il valore di AERI di Gruppo si consegue aggregando i risultati ottenuti considerando i fenomeni rilevanti per singolo asset, rispetto ai quali si calcola il livello di cambiamento climatico futuro; successivamente, attraverso un'opportuna ponderazione, si assegna una classe di rischio a ogni asset da molto basso ad alto, dove la classe "alto" non implica necessariamente impatti rilevanti ma definisce prioritaria un'analisi dettagliata per identifica-

23. Con l'AERI si considerano gli impianti del Gruppo resilienti alle condizioni storiche osservate in passato.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

re eventuali necessità di adattamento. Come mostrato nella figura, nello scenario RCP 2.6, all'83,8% 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, e pertanto i criteri adottati e le azioni già implementate sono considerati adeguati e le analisi di dettaglio hanno priorità minore. Circa il 13,7% della capacità, invece, si trova in aree a medio rischio; pertanto, la situazione di tali impianti deve essere analizzata su base rolling per valutare la priorità di analisi più approfondite e di dati a più alta risoluzione, allo scopo di definire le potenziali necessità di adattamento. Infine, il 2,5% della capacità totale è localizzato in zone classificate ad alto rischio: ciò non implica necessariamente impatti rilevanti, ma definisce prioritaria un'analisi dettagliata per identificare eventuali necessità di adattamento. Le analisi sono aggiornate e affinate su base continua per garantire il monitoraggio del cambiamento climatico atteso su tutti gli impianti. Rispetto all'anno scorso, la quota di asset in categoria alta e media è maggiore, principalmente per un aggiornamento dei dati e nuovi impianti in perimetro. Per molti di questi asset sono state già effettuate le analisi di dettaglio per quantificare il rischio, e in nessun caso si sono evidenziate necessità di adattamento ulteriori, confermando un livello di resilienza adeguato di questi asset.

L'indice è stato stimato anche per lo scenario 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 rispettivamente il 5% e il 29,1% della capacità analizzata. Il restante 65,9% si trova in aree a 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 considerando i potenziali rischi, 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 sui propri asset.
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 (si veda il paragrafo "Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti").
Nella tabella seguente è riportata una sintesi del tipo di azioni attuate da Enel.

Linea di Business	A. Resiliency Measures – Potenziamento della resilienza degli asset	B. Response Management – Gestione degli 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 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 di emergenze ed eventi critici **3.** Misure di prevenzione del rischio e di preparazione in caso di incendi su istallazioni elettriche (linee, trasformatori ecc.)
Enel X	**Asset esistenti** **1.** Analisi preliminare degli impatti dei cambiamenti climatici a medio-lungo termine	**Asset esistenti** **1.** Enel X Critical Event Management

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Enel ha sviluppato un catalogo strutturato di azioni di adattamento per rafforzare la resilienza degli asset agli effetti del cambiamento climatico. Il catalogo, aggiornato periodicamente, propone interventi specifici per area geografica, tecnologia e tipologia di evento climatico rilevante, e consente di valutare costi e benefíci delle diverse opzioni, supportando la scelta delle misure più efficaci da applicare sui singoli siti.

Le attività per la gestione preventiva delle vulnerabilità

Il Gruppo ha adottato 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, minimizzando l'esposizione di Enel a potenziali minacce e impatti economici. Questo modello privilegia l'approccio preventivo, al fine di identificare e mitigare i rischi prima che questi si traducano in vere e proprie crisi o emergenze.
Un aspetto fondamentale di questo approccio è la gestione condivisa delle emergenze, con il coinvolgimento sinergico di tutti gli attori istituzionali e aziendali competenti, attraverso la stipula di protocolli di intesa con le autorità locali, le forze di polizia e altre agenzie che prestano servizi essenziali, favorendo un rapido scambio di informazioni e una coordinazione più efficace durante le fasi critiche. Inoltre, la Funzione Security realizza una continua attività formativa e di addestramento per sviluppare consapevolezza e competenze per la gestione delle crisi, incluso il climate change, grazie a simulazioni di crisi realizzate in collaborazione con le forze di polizia e la Protezione Civile per testare sul campo la capacità di risposta e perfezionare le procedure volte a 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 presso una delle amministrazioni pubbliche responsabili, che funge da centro di coordinamento per tutte le attività di gestione dell'emergenza, al fine di garantire efficacia e velocità di risposta a eventi che possono compromettere la sicurezza di infrastrutture critiche e dei servizi essenziali.

La resilienza della generazione del Gruppo

Per la generazione Enel adotta interventi mirati su siti specifici e processi di gestione *ad hoc*, in coerenza con la policy "Enel Green Power and Thermal Generation Climate Change Risk Assessment". Le principali iniziative comprendono l'uso di previsioni meteorologiche avanzate per il monitoraggio delle risorse rinnovabili e degli eventi climatici estremi, il potenziamento dei sistemi di gestione delle acque di raffreddamento e l'adozione di soluzioni tecnologiche specifiche, come i fogging system, per migliorare il flusso dell'aria in ingresso e compensare la riduzione di potenza nei CCGT dovuta all'aumento della temperatura ambiente. Sono inoltre previsti interventi strutturali e attività di monitoraggio e rivalutazione periodica di rischi di alluvione e frane. Infine, vengono effettuate analisi dei trend climatici e degli eventi estremi (come vento e precipitazioni) per il corretto dimensionamento delle infrastrutture e la selezione delle tecnologie più idonee negli impianti rinnovabili e termici.
In aggiunta, al fine di 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 più breve tempo possibile. Per minimizzare gli impatti dei fenomeni climatici viene anche implementato il processo di "Lesson learned feedback", operato dalle Funzioni.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento: partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, vengono condotte ogni anno analisi dei rischi climatici per stimare l'impatto futuro nel medio-lungo termine sugli impianti del Gruppo. In particolare, l'analisi sugli eventi acuti prevede due fasi:

- **preliminary screening** dell'hazard ed esposizione per tutti gli impianti idroelettrici, eolici, solari e a batteria, con l'obiettivo di classificare la flotta esistente considerando anche la vulnerabilità e identificando gli impianti con un maggior rischio sui quali poi effettuare l'analisi di dettaglio;
- **detailed analysis** sugli impianti più esposti, per consentire la futura identificazione di eventuali azioni di adattamento al fine di prevenire impatti come danni diretti e perdita di produzione.

L'analisi di dettaglio viene sviluppata tenendo conto di tutte le informazioni disponibili sul sito e sull'asset e delle proiezioni climatiche, al fine di valutare i potenziali impatti. 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,

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, in linea con la policy di Gruppo, identifica, analizza e valuta i rischi inerenti al cambiamento climatico, al fine di monitorare potenziali impatti e le azioni necessarie per gestirli. Per far fronte agli eventi climatici estremi, la Linea di Business ha adottato una strategia di resilienza denominata "4R", definita nella policy 486 "4R Innovative Resilience Strategy for power distribution networks", che definisce le misure di prevenzione, preparazione e gestione operativa di un'emergenza oltre alla fase di ripristino del servizio, relativa anche agli eventuali danni degli asset in campo. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi.

- **Risk Prevention**: applicazione di specifici standard di progettazione, costruzione, manutenzione ed esercizio finalizzati a incrementare la resilienza della rete in termini di capacità di resistenza a sollecitazioni e contenimento dell'impatto e danni in caso di eventi.
- **Readiness**: interventi per la tempestiva identificazione di un evento potenzialmente critico, per assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, e predisporre in anticipo le risorse necessarie.
- **Response**: fase di gestione in tempo reale dell'emergenza, inclusa l'attivazione di unità di crisi, squadre sul territorio ed eventuali manovre telecomandate e/o manuali di rialimentazione tramite collegamenti di backup.
- **Recovery**: fase di ritorno alle normali condizioni di esercizio, incluso il completamento delle riparazioni, la chiusura formale di emergenze/crisi e la gestione delle eventuali interruzioni residue.

Seguendo tale approccio, la Linea di Business ha predisposto varie policy su azioni specifiche mirate a diversi rischi inerenti al climate change, concentrate su una o più fasi dell'approccio 4R precedentemente descritto. In particolare, "Guideline for Network Resilience Enhancement Plan", focalizzata su Risk Prevention e Readiness, riguarda l'identificazione degli interventi prioritari per migliorare specifici KPI di performance. In Italia, dove esiste una regolazione dedicata, tali interventi, parte del Piano Resilienza, mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi (ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento). Dal 2017 sono stati investiti circa 1.000 milioni di euro per il miglioramento della resilienza delle reti e saranno investiti nel periodo 2025-2028 circa 2,8 miliardi di euro, con particolare focus sulle ondate di calore. 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. Vengono inoltre implementati sistemi di previsione meteorologica e monitoraggio dello stato della rete, nonché piani operativi che includono accordi preventivi per la mobilitazione di risorse straordinarie e l'organizzazione di esercitazioni.
Inoltre, il Gruppo adotta linee guida e misure operative per la gestione del rischio incendio, attraverso attività di prevenzione, monitoraggio e manutenzione.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento

Enel Grids, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, monitora i fenomeni maggiormente critici nei diversi Paesi di presenza, e analizza l'impatto futuro del cambiamento climatico sulla rete nel medio-lungo termine. Per definire le priorità di intervento, vengono effettuate analisi di dettaglio su 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 secondarie in aree urbane. In America Latina è stata inoltre condotta un'analisi in Cile sugli impatti delle tempeste di vento nell'area di concessione a Santiago del Cile, che ha evidenziato la persistenza del fenomeno e la necessità di monitorarlo per la futura pianificazione di interventi di rinforzo della rete aerea. Sono stati condotti ulteriori studi su fenomeni legati alla pioggia e al vento anche in Brasile e Colombia, valutando possibili azioni di adattamento in funzione degli scenari climatici di lungo termine;
- **ondate di calore**: tale evento, già oggi particolarmente critico per le linee di cavo interrato, è destinato a intensificarsi significativamente nei prossimi decenni sia in Italia sia in Spagna. Le necessità di intervento sono state definite integrando le proiezioni degli scenari climatici per individuare porzioni di rete più esposte. In Italia questo approccio è attuato attraverso il Piano Resilienza, che prevede interventi di rafforzamento della rete identificati tramite la valutazione di impatti attesi e benefici degli investimenti. In Spagna, invece, gli interventi individuati sono stati valutati nei piani di investimento per qualità del servizio, non essendo presente attualmente un quadro regolatorio dedicato alla resilienza.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Enel X – Attività di adattamento

La Linea di Business Enel X considera i potenziali impatti dei fenomeni fisici acuti allo scopo di definire le relative azioni di adattamento ai cambiamenti climatici, coerentemente con l'approccio di Gruppo.
Gli asset di proprietà, che rappresentano una quota minoritaria, sono coperti dalla polizza assicurativa Property di Gruppo, compresi i danni da eventi catastrofali. A tal proposito vengono considerate le azioni di adattamento per le proprie tecnologie incluse nel catalogo di adattamento del Gruppo. Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici di proprietà, utilizzando le proiezioni climatiche, sono stati valutati gli impatti dei fenomeni acuti rilevanti insieme a costi e benefíci delle azioni di adattamento.
Enel X sta valutando i fabbisogni del mercato B2C fotovoltaico e offre misure di adattamento dedicate. Tra queste, una polizza all risk di 10 anni inclusa nell'acquisto dei moduli, che copre da eventi naturali (neve, alluvioni/precipitazioni intense, grandine, tempeste di vento, fulmini e incendi). Dal 2025 la polizza Enel Sole Assicurato, valida 3 anni, rimborsa i clienti di una quota, in base ai kW installati, qualora nel proprio comune ci sia meno irraggiamento rispetto agli anni precedenti.
Infine, attraverso due strumenti, l'"Enel Commercial NBS Biodiversity Handbook" e l'"Enel Commercial Urban Biodiversity Scoring Model", si offrono ai clienti B2B e B2G soluzioni di mitigazione del global warming e di adattamento che consentono di integrare le Nature-Based Solutions (NBS).

Rischio fisico per eventi acuti e cronici sulla value chain

Enel ha condotto un'analisi del rischio climatico sull'intera catena del valore, in particolare approfondendo i rischi sulle principali catene di fornitura (moduli fotovoltaici, turbine eoliche, batterie, cavi, trasformatori, caricatori e commodity come gas e carbone), valutando siti produttivi e snodi commerciali strategici, incluso il Canale di Panama. Le informazioni logistiche e dei fornitori sono state integrate con analisi climatiche basate su modelli CMIP6 per tre scenari RCP, identificando le aree più esposte.
Per tutti gli scenari futuri nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico di riferimento (1990-2020), è previsto un aumento del numero medio di giorni all'anno con ondate di calore, con impatti più marcati in Cina continentale e in alcune aree del Sud America (Brasile e Colombia), dove sono presenti importanti siti produttivi. Gli altri fenomeni climatici mostrano andamenti differenziati a seconda delle regioni: nel Sud della Cina e in alcune zone produttive del Sud America sono attesi aumenti delle piogge intense nello scenario RCP 2.6, mentre nel Nord della Cina, in India e in Brasile si prevede una diminuzione delle precipitazioni croniche. Per il Canale di Panama, infine, è previsto un aumento dei periodi consecutivi di siccità, soprattutto nello scenario RCP 8.5.
Enel adotta strategie mirate che contribuiscono a mitigare i 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. Finora non si sono registrati danni diretti rilevanti alle catene di fornitura, anche se eventi climatici hanno causato in passato alcuni ritardi nelle consegne.

Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti

Le attività legate alla valutazione e alla realizzazione di nuovi progetti beneficiano delle analisi climatiche, sia generali sia sito-specifiche. Per esempio:

- **studi preliminari**: in questa fase i dati climatici offrono screening preliminari, attraverso l'analisi di specifici fenomeni, e vengono sintetizzati in indicatori come l'Acute Event Risk Index. Si ottiene così una misura preliminare dei fenomeni maggiormente rilevanti nell'area per ogni tecnologia;
- **stima della producibilità attesa**: gli scenari climatici sono integrati per 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**: il Gruppo integra le analisi esistenti basate sui dati storici già in uso, includendo le attività di adattamento per la progettazione di asset resilienti by design.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico

ESRS E1-2 *– Politiche relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi*

La lotta ai cambiamenti climatici è un principio fondamentale della Politica Ambientale di Gruppo, nella quale si ribadisce l'impegno per la mitigazione e l'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**, "Climate change risks and opportunities", che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico, cui sono seguite policy specifiche per la generazione e le reti di distribuzione. La policy di Gruppo definisce l'approccio 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 mitigazione e adattamento al cambiamento climatico del Gruppo.

I passi principali per integrare le analisi climatiche nei processi e nelle attività, descritti nella policy, sono di seguito riportati.

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 (si veda il paragrafo "Analisi degli scenari").

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

I risultati delle attività precedenti sono quindi integrati nei processi del Gruppo, tra i quali 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 sviluppo di nuovi impianti.

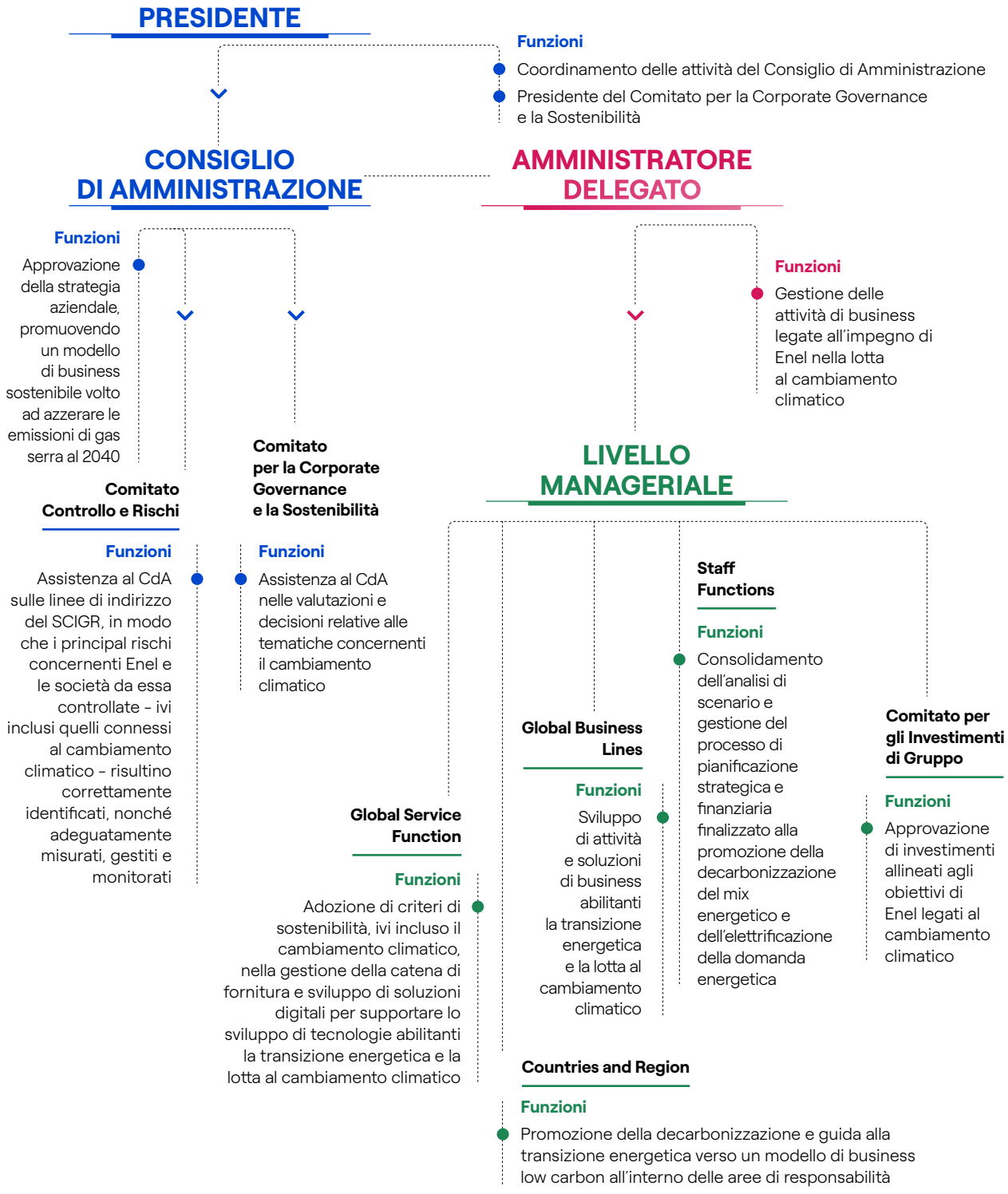
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Climate governance

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 un'approfondita disamina della governance societaria si rimanda alla sezione "Governance" del presente documento.



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 l'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, che 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, attraverso un impegno *ad hoc* su specifiche proposte legislative e un ampio coinvolgimento degli stakeholder sui temi della decarbonizzazione e della transizione energetica giusta e inclusiva, adottando un approccio simile a quello impiegato a livello globale.

Enel valuta, su base continuativa, l'allineamento delle proprie politiche climatiche e azioni di advocacy diretta con gli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi. Infatti, l'attività di advocacy è 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 e l'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 SBTi 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Advocacy diretta – Posizionamento sulle politiche climatiche

Nel 2025 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 COP30 di Belém in Brasile, 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", l'"Industrial Accelerator Act", lo "European Grids Package", l'"Electrification Action Plan" e il "Clean Industrial State Aid Framework", partecipando alle discussioni su competitività, decarbonizzazione e governance energetica. L'attività di advocacy ha promosso l'integrazione delle fonti rinnovabili, l'accesso a energia a prezzi sostenibili e la piena attuazione dell'Electricity Market Design, sostenendo al tempo stesso una maggiore flessibilità nella progettazione dei Contracts for Difference (CfD), un quadro fiscale equilibrato e procedure autorizzative più rapide. Ha inoltre sostenuto criteri non di prezzo armonizzati nelle aste rinnovabili, un approccio mirato, proporzionato e graduale al "Made in EU", il rafforzamento delle filiere europee, un ruolo centrale per l'Industrial Decarbonisation Bank e la definizione di etichette volontarie di intensità carbonica. L'impegno si è esteso anche alla politica idrica, alle strategie sull'elettrificazione, alla definizione di un Grids Package ambizioso e alle iniziative di semplificazione previste dagli Omnibus EU.
- A livello nazionale, in **Italia** ha attivato azioni di advocacy a supporto del Piano Clima ed Energia e dello sviluppo delle rinnovabili, della semplificazione normativa e dell'elettrificazione con specifiche proposte per migliorare il contesto normativo e infrastrutturale. In particolare, ha contribuito al dibattito sui cosiddetti "Testo Unico Rinnovabili" e "Decreto Bollette 2025", promuovendo procedure autorizzative più snelle per gli impianti rinnovabili, inclusi gli accumuli, e favorendo strumenti di contrattazione a lungo termine. Il Gruppo ha inoltre supportato l'introduzione di Non-Price Criteria nelle aste FER basati sulla resilienza (in termini di ridotta dipendenza da Paesi terzi) e ha partecipato al confronto sulle misure fiscali della Legge di Bilancio 2026 a supporto della filiera europea delle tecnologie rinnovabili.
- In **Spagna** Endesa ha partecipato alla consultazione pubblica per rendere obbligatorio il calcolo dell'impronta di carbonio[24]. Parallelamente, ha promosso misure per la decarbonizzazione e l'elettrificazione tramite la propria partecipazione a diverse consultazioni, fra le quali quella sul Social Climate Plan, quella sull'uso di combustibili rinnovabili nei trasporti e un'altra sulla Strategia di Lungo Termine per la neutralità climatica nel 2050.
- Nei Paesi **Latam** Enel ha svolto attività di advocacy su diversi fronti. In **Brasile** la partecipazione attiva di Enel alla COP30 ha dimostrato l'impegno del Gruppo verso la resilienza climatica e gli investimenti di modernizzazione delle reti. In questo contesto Enel ha promosso presso i decision maker brasiliani un quadro regolatorio che incentivi disponibilità e affidabilità delle infrastrutture critiche. In **Cile** Enel ha contribuito alla stesura del Piano Nazionale Clima (NDC) 2025-2035 e, grazie alla partnership con la Fundación Huinay, ha finanziato uno studio, la cui pubblicazione è prevista per il 2026, sui meccanismi di finanziamento per la tutela del Fiordo Comau. In **Colombia** ha collaborato con Governo e associazioni per semplificare i processi autorizzativi delle rinnovabili e ha presentato proposte per rafforzare il quadro normativo delle comunità energetiche.
- Negli **Stati Uniti**, a livello federale, Enel è stata attivamente coinvolta nelle negoziazioni del One Big Beautiful Bill (HR-1), che hanno portato all'estensione dei crediti d'imposta per la costruzione di nuovi impianti rinnovabili. In Texas e Oklahoma ha contribuito alle trattative che hanno portato alla bocciatura di diverse proposte di legge contenenti requisiti onerosi su localizzazione e prestazione dei nuovi impianti rinnovabili che ne avrebbero aumentato i costi di sviluppo frenandone la diffusione.

Advocacy indiretta – Collaborazioni con associazioni e organizzazioni

Il Gruppo svolge un ruolo attivo in diverse associazioni e organizzazioni sia di settore sia multi-stakeholder, 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

24. Endesa ha gestito su base volontaria il proprio registro dell'impronta del carbonio a partire dal 2009.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 propria partecipazione, ed eventualmente può decidere di uscire dall'associazione. In linea con quanto fatto nel 2024, l'analisi ha riguardato 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, viene pubblicato 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 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.

Riconoscimenti esterni

Nel 2025 **Climate Action 100+**, la più grande iniziativa globale che coinvolge oltre 600 investitori istituzionali su tematiche legate al cambiamento climatico, ha riconosciuto Enel come la migliore in termini di allineamento delle informative aziendali al Net Zero Company Benchmark tra le 164 società ingaggiate dall'iniziativa a livello mondiale, confermando ulteriormente l'efficacia delle azioni intraprese dal Gruppo per una transizione energetica giusta, in linea con gli impegni dell'Accordo di Parigi e con la strategia di sostenibilità ambientale e finanziaria del Gruppo, che prevede l'azzeramento delle emissioni nette dirette e indirette entro il 2040.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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*

ESRS S2-5 *– Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti*

Azioni per adattamento, resilienza e transizione energetica

Il Gruppo definisce, in coerenza con la strategia sopra descritta, processi, procedure e strumenti dedicati alla gestione delle attività connesse ai potenziali rischi e opportunità legati al cambiamento climatico. Di seguito si riportano rischi e opportunità individuati tra gli IRO materiali in riferimento 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.	**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.
Miglioramento dei quadri normativi per sostenere gli investimenti nella resilienza delle infrastrutture, con l'obiettivo di mitigare i rischi climatici fisici e ridurre al minimo le interruzioni del servizio.	**Predisposizione del Piano 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 investimento 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, distribuzione elettrica e commercializzazione di energia e servizi**	—	Rolling	Rolling, in allineamento con processi aziendali.

✓ SÌ — NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Azioni per la mitigazione: la roadmap di decarbonizzazione

La roadmap di decarbonizzazione di Enel si fonda su quattro obiettivi validati dalla SBTi nel 2022 in linea con i criteri relativi agli obiettivi a breve termine e con lo standard SBTi Corporate Net Zero. 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. Tali obiettivi coprono l'intera catena del valore del Gruppo: generazione, distribuzione e vendita di elettricità e servizi, nonché la vendita di gas nel mercato retail, e includono le emissioni dirette e indirette lungo l'intera catena del valore (upstream e downstream).

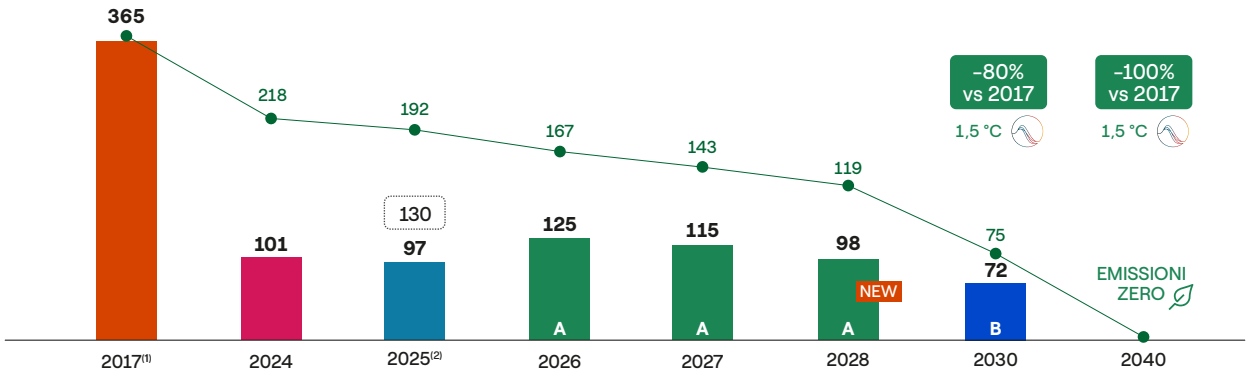
Nell'ambito del Piano Industriale 2026-2028, sono stati definiti anche nuovi target di breve termine per il 2028, nella traiettoria verso i target certificati dalla SBTi al 2030 e 2040.

Gli obiettivi del Gruppo sono definiti in termini di emissioni lorde e non prevedono assorbimenti di emissioni di gas serra, crediti di carbonio o emissioni evitate per il loro conseguimento.

I quattro obiettivi validati dalla SBTi coprono oltre il 90%[25] delle emissioni totali di GES dirette e indirette dichiarate da Enel nel 2025, includendo circa il 95% dello Scope 1, il 100% dello Scope 2 (location based) e circa l'87%[26] dello Scope 3.

Si riportano di seguito gli obiettivi definiti, con evidenza delle curve certificate e dei principali trend a partire dall'anno base.

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 2023-2025.
A Target fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2024-2026 / 2025-2027 / 2026-2028.
B Target 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
IRO collegati	• Opportunità: mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra, anche attraverso la decarbonizzazione della flotta, che abilita l'accesso al capitale e ai finanziamenti green. • Impatto positivo: prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali.

Continua >>

25. 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'87%, entrambi calcolati secondo il modello location based.
26. 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 è pari all'83%, entrambi in linea con i requisiti di SBTi e calcolati secondo il modello location based.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

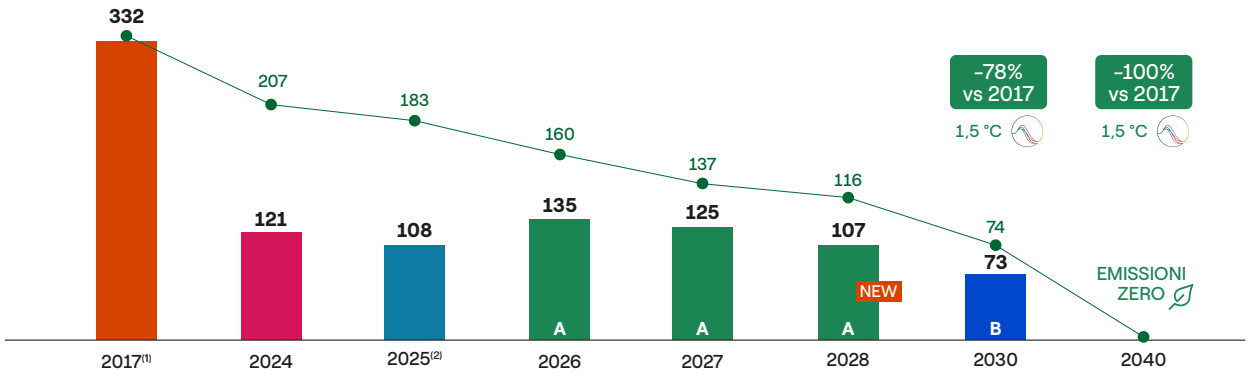
>> Segue

Target GES	Intensità emissioni GES Scope 1 relative alla produzione di energia		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Società e Ambiente		
% Scope coperti	94% delle emissioni GES Scope 1[1] nel 2025		
Tempistiche	Breve termine (2028)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**98** gCO_{2eq}/kWh	**72** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-73%	-80%	-100%
% riduzione rispetto al 2025 (anno di reporting)	Il target non prevede una riduzione rispetto al 2025 sia per l'uscita dal perimetro di Gruppo della flotta idroelettrica argentina sia per un livello di idraulicità straordinario in Colombia rispetto gli anni precedenti senza evidenze sufficienti per confermare lo stesso livello nel 2028.	-26%	-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	• La dismissione del carbone è stata sostanzialmente completata e la messa fuori servizio delle restanti centrali a carbone verrà eseguita non appena tecnicamente possibile, essendo il processo di chiusura di una centrale non esclusivamente responsabilità del Gruppo, bensì soggetto a una procedura di approvazione da parte delle autorità competenti. • Investire ~20 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, aggiungendo 15 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2026-2028 (di cui circa 13 GW consolidati), superando gli 80 GW di capacità rinnovabile entro il 2028 (inclusivo del BESS). • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, portando la capacità del parco di generazione a essere composta per il 77% da impianti rinnovabili nel 2028 (inclusivo del BESS), raggiungendo nello stesso anno un livello di produzione a zero emissioni pari all'88% 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. • 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 2025	**Risultato del KPI nel 2025: 97 gCO_{2eq}/kWh** • Raggiungimento dell'obiettivo previsto nel Piano Strategico 2023-2025 per l'anno 2025 pari a 130 gCO_{2eq}/kWh. • Circa 1,9 miliardi di euro investiti nelle rinnovabili nel 2025. • Nuova capacità rinnovabile installata consolidata pari a circa 2,6 GW nel 2025, compresi 0,6 GW di BESS. • Produzione rinnovabile che rappresenta il 69% del totale della produzione consolidata nel 2025. • Riduzione della capacità termoelettrica di circa 1 GW rispetto al 2024. • Riduzione della produzione termoelettrica pari al 4% rispetto al 2024 (in particolare con una riduzione del 37% della produzione a carbone), rappresentando il 18% del totale della produzione nel 2025. • Percentuale di produzione a zero emissioni sul totale di 84% (incluso capacità non consolidata), in linea con il 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 di consuntivo. Per ulteriori dettagli si rimanda al capitolo "La metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico" del presente capitolo.
Percorso 1,5 °C secondo SBTi, basato su scenari IPCC, adattato alla baseline di Enel.

A Target fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2024-2026 / 2025-2027 / 2026-2028.
B Target 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 – inclusi 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)		
IRO collegati	Impatto positivo: contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile, anche tramite PPA e REC.		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Società e Ambiente		
% Scope coperti	• 94% delle emissioni GES Scope 1 nel 2025 • 32% delle emissioni GES Scope 3 nel 2025 • 75% delle emissioni GES Scope 3 - categoria 3 (Fuel- and Energy-Related Activities) nel 2025		
Tempistiche	Breve termine (2028)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**107** gCO_{2eq}/kWh	**73** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-68%	-78%	-100%
% riduzione rispetto al 2025 (anno di reporting)	Il target risulta in linea con il 2025 sia per l'uscita dal perimetro di Gruppo della flotta idroelettrica argentina sia per un livello di idraulicità straordinario in Colombia rispetto gli anni precedenti senza evidenze sufficienti per confermare lo stesso livello nel 2028.	-32%	-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

Continua >>

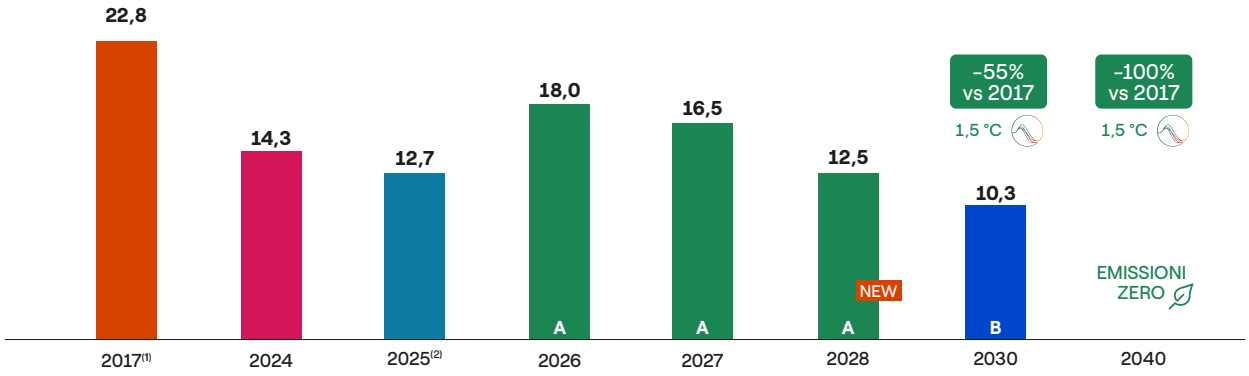
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Target GES	Intensità emissioni GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power		
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 proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione elettrica venduta ai clienti finali, attraverso il modello di business integrato. • 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. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, incrementando il livello di produzione a zero emissioni all'88% sul totale nel 2028, 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 incrementare la 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 coperte da fonti a zero emissioni. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2025	**Risultato del KPI nel 2025: 108 gCO_{2eq}/kWh** • Riduzione del 13% 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 2025, rispetto al 2024.		

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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



(1) Baseline 2017 in linea con certificazione SBTi rilasciata nel 2022.
(2) Dato di consuntivo.

A Target di breve termine fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2024-2026 / 2025-2027 / 2026-2028.
B 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.		
Attività di business	Vendita di gas al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività a valle della catena del valore		
IRO collegati	Impatto positivo: accompagnare il processo di elettrificazione dei consumi implementando soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione stradale), per le imprese (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica di case e condomini). Si rimanda alla sezione 8 per dettagli sul processo di doppia materialità.		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti gas • Società e Ambiente		
% Scope coperti	• 31% delle emissioni GES Scope 3 nel 2025 • 100% delle emissioni GES Scope 3 - categoria 11 (Use of Sold Products) nel 2024		
Tempistiche	Breve termine (2028)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**12,5** $MtCO_{2eq}$	**10,3** $MtCO_{2eq}$	**0** $MtCO_{2eq}$
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-45%	-55%	-100%
% riduzione rispetto al 2025 (anno di reporting)	Il target prevede una riduzione del 2% rispetto al 2025. Il valore consuntivo si è ridotto considerevolmente rispetto agli anni precedenti, allineandosi al target previsto per il 2028.	-19%	-100%
Scenario climatico e metodo di riferimento	-	**1,5 °C** (certificato SBTi) modello "Absolute Contraction Approach" di SBTi	**1,5 °C** (certificato SBTi) modello "Absolute Contraction Approach" di SBTi

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

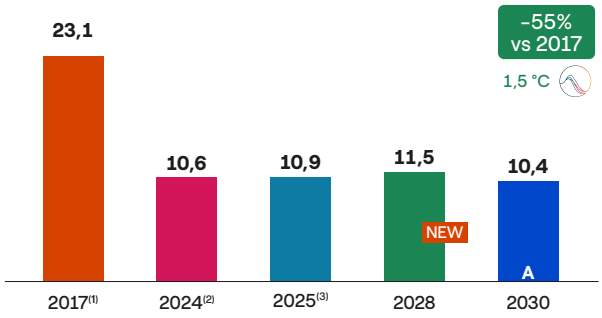
>> Segue

Target GES	Emissioni GES assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale		
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) a circa 2,9 MWh nel 2028 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Rafforzare gli investimenti nelle reti, 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 2,7 milioni nel 2025 a circa 3,9 milioni nel 2028. • Proseguire il percorso di riduzione delle vendite gas, ottimizzando il portafoglio in particolare sui clienti industriali, riducendo il volume di gas venduto a 6,1 miliardi di metri cubi nel 2028. • 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 oltre 3 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 5 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 2025	**Risultato del KPI nel 2025: 12,7 $MtCO_{2eq}$** • Vendita di gas nel 2025 di 6,3 miliardi di metri cubi, riduzione dell'11% rispetto al 2024. • Percentuale di utenti finali digitalizzati a ~67% nel 2025. • Numero di connessioni alla generazione distribuita: 2,7 milioni al 2025.		

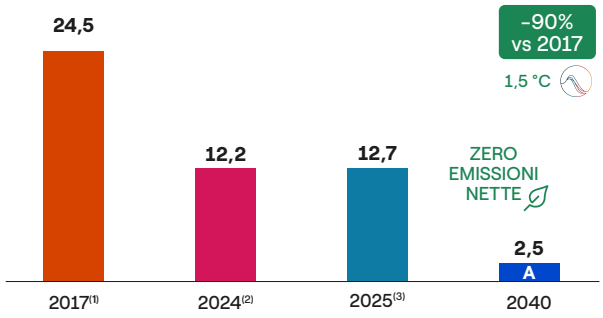
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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

Target GES	**Emissioni assolute aggiuntive Scope 1-2-3**		
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 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	• 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)		
IRO collegati	Opportunità: contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibile che abilita un percorso di crescita per i fornitori e l'accesso al capitale e ai finanziamenti green per il Gruppo. Si rimanda alla sezione 8 per dettagli sul processo di doppia materialità.		
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 2025 • 100% delle emissioni GES Scope 2 nel 2025 • 19% delle emissioni GES Scope 3 nel 2025 per il target 2030 e 24% per il target 2040(1) • 25% delle emissioni GES Scope 3 - categorie 1 e 2 per il target 2030 e 44% per il target 2040(1) • 39% delle emissioni GES Scope 3 - categoria 3 (Fuel- and Energy-Related Activities) per il target 2030 e 30% per il target 2040(1)		
Tempistiche	Breve termine (2028)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**11,5** $MtCO_{2eq}$	**10,4** $MtCO_{2eq}$	**<2,5** $MtCO_{2eq}$ Zero emissioni nette
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-50%	-55%	-90%
% riduzione rispetto al 2025 (anno di reporting)	Il target 2028 non prevede una riduzione rispetto al consuntivo 2025 principalmente per effetto del crescente esercizio dei sistemi di accumulo e conseguente aumento delle emissioni relative alla catena di fornitura degli stessi asset e dei consumi associati.	-5%	-77%

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

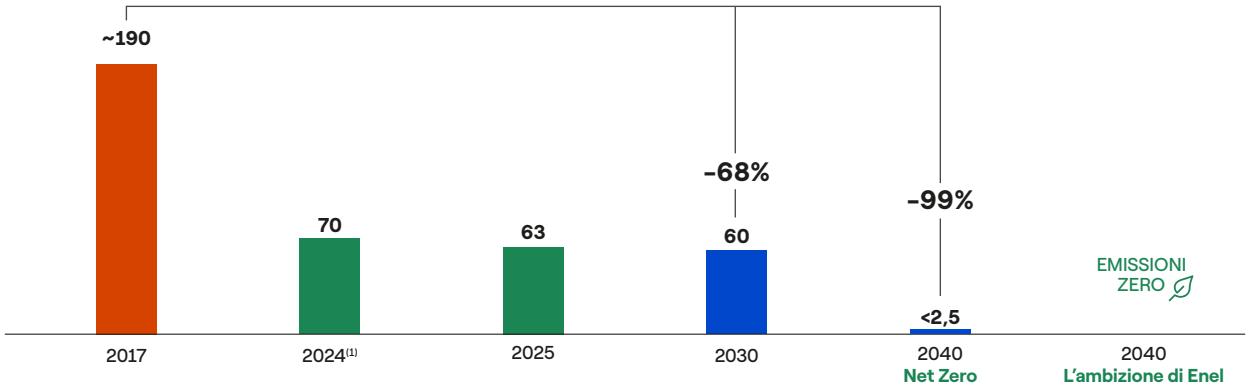
Target GES	Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3		
Scenario climatico e metodo di riferimento	–	**1,5 °C** (certificato SBTi) modello "Absolute Contraction Approach" di SBTi	**1,5 °C** (certificato SBTi) modello "Absolute Contraction Approach" di SBTi
Principali driver e azioni future	• Investire un totale di circa 26 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2026-2028, anche 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. Adottare soluzioni SF_6 free per i componenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione. • Supportare i fornitori nel processo di decarbonizzazione raggiungendo il 75% di valore dei contratti di acquisto coperto da richiesta di certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP), sostenendo il dialogo con produttori e altre utility per definire strategie di decarbonizzazione efficaci. • Mitigare le emissioni GES legate alla fornitura di combustibili fossili, uscendo gradualmente dalla generazione a carbone. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Perseguire investimenti per il miglioramento continuo delle reti per migliorare la resilienza, la qualità e la digitalizzazione, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Adottare soluzioni SF6 free per i componenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione. • 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. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere la digitalizzazione della rete e adottare soluzioni SF6 free per i componenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione. • 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 2025	**Risultato del KPI nel 2025: 10,9 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2030) e 12,7 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2040)[1]** • 7 miliardi di euro investiti sulla rete nel 2025. • Riduzione del 34,9% dell'ammontare di carbone combusto negli impianti termoelettrici. • Riduzione del 3,8% del volume di gas naturale combusto negli impianti termoelettrici rispetto al 2024 e riduzione del 12% del volume di gas venduto nel mercato finale rispetto al 2024. • Aumento del 15% del consumo di elettricità negli impianti e negli edifici del Gruppo. • 73% di valore dei contratti di acquisto coperto da certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP).		

(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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Inoltre, nell'ambito del Piano di Sostenibilità del Gruppo, è stato definito un obiettivo globale che comprende tutte le emissioni di ambito 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 GES lungo l'intera catena del valore di almeno il 99% entro il 2040, rispetto al 2017; tale obiettivo è superiore alla soglia complessiva del 90% indicata dai principali standard internazionali. L'ambizione di Enel è il raggiungimento di emissioni zero, dirette e indirette, pur riconoscendo che tale obiettivo dipende anche dall'evoluzione di fattori esterni, tra cui la disponibilità su larga scala di soluzioni tecnologiche a zero emissioni nella catena di fornitura e l'evoluzione del contesto regolatorio e di mercato.

Nel caso in cui al 2040 il Gruppo dovesse ancora registrare una quota residuale di emissioni, legate ad attività diverse dalla produzione di energia e vendita di elettricità e gas, si stima che questa non ecceda i 2,5 $MtCO_{2eq}$ annuali. In questa circostanza e coerentemente con l'obiettivo di azzeramento delle emissioni nette certificato dalla SBTi, a partire dal 2040 il Gruppo perseguirà la mitigazione dell'impatto di dette emissioni con la rimozione dall'atmosfera dei volumi di carbonio equivalenti. Il Gruppo opererà principalmente attraverso 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	2025	STATO	TARGET
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%	**73%**	↗	**75% nel 2028**

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) Quota dei contratti di fornitura coperti da richiesta di certificazione carbon footprint.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nell'ambito del Piano di Sostenibilità 2026-2028 è stato fissato un ulteriore obiettivo per sostenere la decarbonizzazione della catena del valore, relativamente ai fornitori. I fornitori vengono stimolati allo sviluppo delle più virtuose strategie di decarbonizzazione, principalmente mediante la definizione, nei processi di gara, di criteri premianti legati al progressivo miglioramento delle performance ambientali. L'indicatore è calcolato come rapporto percentuale del valore economico dei contratti con richiesta di certificazione ISO ed EPD in perimetro rispetto al valore del totale dei contratti in perimetro. Il perimetro riguarda le principali forniture (tra cui contatori elettronici, pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, trasformatori ecc.) su perimetro globale. Questo target è allineato con l'IRO descritto come "Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili", che abilita un percorso di crescita per i fornitori e l'accesso al capitale e ai finanziamenti green per il Gruppo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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:

- coinvolgimento degli stakeholder, interni ed esterni, per accrescere la consapevolezza sui processi di transizione e promuovere un dialogo costruttivo in grado di contribuire concretamente al percorso di cambiamento;
- transizione fuori dalle attività ad alta intensità di carbonio, supportando i lavoratori diretti e indiretti attraverso iniziative di riqualificazione, aggiornamento professionale e autoapprendimento; favorendo la diversificazione del business e la resilienza della catena di fornitura; sviluppando piani di sostegno socioeconomico per le comunità nei territori in cui Enel opera; e accompagnando i clienti nell'abbandono delle tecnologie convenzionali;
- transizione verso le tecnologie verdi, creando nuove opportunità professionali per i lavoratori diretti e indiretti e offrendo soluzioni inclusive e accessibili a comunità e clienti, con servizi intuitivi e offerte che riducano complessità e costi, permettendo ai consumatori di avere maggiore controllo sui 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 socioeconomico 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 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		

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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 multi-stakeholder e iniziative di terze parti in ambiti non energetici per generare valore condiviso.

Il percorso verso un futuro "verde" e digitale deve essere guidato in modo da permettere a tutti gli stakeholder di coglierne le opportunità e di gestire in modo consapevole i rischi associati. Ciò significa, per esempio, promuovere iniziative di riqualificazione, aggiornamento professionale e autoapprendimento per i lavoratori, diretti e indiretti; sostenere le imprese della catena di fornitura nella diversificazione del business e nel rafforzamento della loro resilienza; generare valore per le comunità attraverso l'accesso a nuove opportunità occupazionali sul territorio; e facilitare per i clienti l'accesso a prodotti e servizi che li accompagnino nella transizione.

Persone Enel

L'evoluzione rapida e costante del contesto di business, unitamente all'esigenza di sostenere la strategia di una transizione equa verso tecnologie e servizi a ridotto impatto carbonico, rende indispensabile una continua attività di formazione upskilling e reskilling. Tale formazione è fondamentale per sviluppare e consolidare le competenze necessarie a presidiare in modo efficace le sfide attuali e future.

- Sviluppo professionale: iniziative di upskilling e reskilling. Le School & Academy delle diverse Linee di Business di Enel hanno promosso programmi di potenziamento delle competenze esistenti, finalizzati a favorire l'accesso a percorsi professionali più avanzati e l'acquisizione di nuove abilità. Tali percorsi consentono alle persone di rafforzare competenze tecniche, essere pronte per ricoprire nuovi ruoli e al contempo allenare competenze trasversali e soft skill. Le attività formative sono state realizzate anche in collaborazione con partner universitari e accademici.
- Promozione della cultura digitale: prosegue l'impegno in termini di diffusione e utilizzo consapevole delle tecnologie digitali e sull'applicazione dell'intelligenza artificiale.

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".

- 4.500 persone già formate nelle infrastrutture di rete, di cui circa 2.900 nuovi tecnici assunti dall'indotto nelle infrastrutture di rete nell'ambito del progetto "Energie per Crescere".
- 1.600[27] ragazzi formati per le professioni specialistiche della transizione energetica, assunti e in via di assunzione tramite il progetto "Energie per la Scuola".

27. Dati cumulati anni 2022-2023-2024.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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".

COMUNITÀ

Circa **2,2 milioni di beneficiari**, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), principalmente relativi a progetti e iniziative associate a 3 SDG su cui il Gruppo ha preso un impegno (SDG 4, SDG 7, SDG 8).

Clienti
Abilitare la transizione

La transizione energetica inizia dalla consapevolezza dei propri consumi e dall'individuazione degli interventi di efficientamento e di integrazione delle fonti rinnovabili, accompagnando progressivamente persone e imprese verso l'elettrificazione.
Oltre alla fornitura di energia, Enel offre ai propri clienti soluzioni e prodotti innovativi basati su tecnologie energetiche e digitali, con l'obiettivo di aumentare la trasparenza sui consumi, semplificare la gestione dell'energia e favorire un'ottimizzazione dei costi.
Enel dedica un'attenzione particolare alle persone in condizioni di vulnerabilità e ai bisogni dei clienti in termini di inclusività e accessibilità. Ciò include lo sviluppo di tariffe e servizi pensati per anziani, famiglie in difficoltà economica e persone con disabilità (per esempio, il Bonus + Per te), insieme alla riprogettazione degli spazi e delle infrastrutture (come punti Enel e stalli di ricarica elettrica) per migliorarne l'accessibilità fisica.
Attraverso queste iniziative il Gruppo si impegna a garantire una transizione energetica davvero inclusiva, ponendo le persone al centro del cambiamento.
Per maggiori dettagli circa le iniziative si rimanda al paragrafo "Consumatori e utilizzatori finali".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

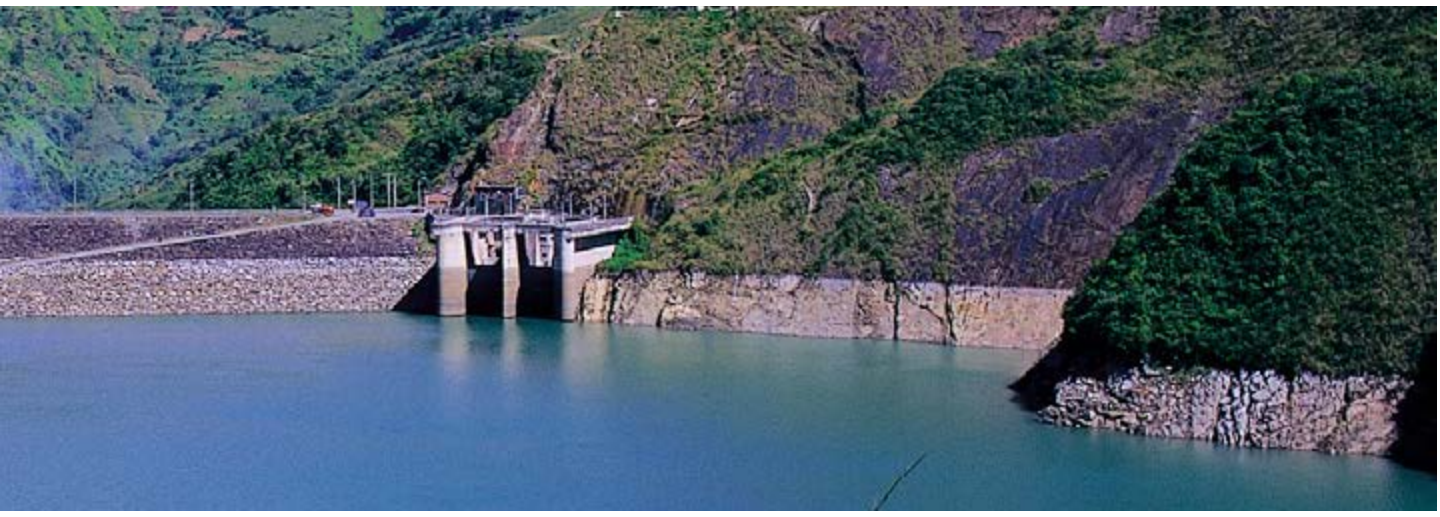
Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico

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 2025, garantisce l'allineamento con i requisiti della direttiva n. 2022/2464 (CSRD, Corporate Sustainability Reporting Directive) e il GHG Protocol, definendo il quadro comune per l'elaborazione dell'inventario di emissioni GES e per l'analisi dei dati finalizzati a quantificare l'impatto delle emissioni del Gruppo. A supporto dell'attuazione di tale quadro metodologico, le emissioni GES del Gruppo sono calcolate attraverso una dashboard digitale, che rafforza la governance climatica e facilita la rendicontazione delle emissioni di Scope 1, 2 e 3. Grazie a specifici indicatori, essa offre una visione chiara delle aree più emissive e permette di identificare le opportunità di riduzione delle emissioni e le priorità d'azione.

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. La metodologia considera le emissioni di CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6 e NF_3, utilizzando il più recente potenziale di riscaldamento globale (GWP) dell'IPCC (AR6) su 100 anni per calcolare le emissioni di CO_{2eq} dei gas diversi dalla CO_2. Tutti i dati si riferiscono a emissioni lorde, escludendo crediti di carbonio. Nel 2025 è stato aggiornato il Global Warming Potential (GWP) relativo al metano (CH_4), in conformità con l'Assessment Report 6 (AR6) dell'IPCC. In particolare, l'aggiornamento ha distinto il GWP del CH_4 di origine fossile da quello non fossile nelle categorie in cui il metano viene calcolato individualmente, all'interno degli ambiti di rendicontazione dello Scope 1 e dello Scope 3. Questo aggiornamento ha comportato il ricalcolo dei dati 2024, al fine di garantire la piena comparabilità delle informazioni presentate. L'impatto dell'aggiornamento è risultato marginale, pari a un incremento dello 0,1% (corrispondente a 0,1 $MtCO_{2eq}$ rispetto ai dati precedentemente riportati per il 2024).



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La metodologia e le principali ipotesi considerate nel calcolo delle emissioni GES nel 2025 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 loro 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. Anche in questo caso, i fattori sono raccolti dalle Autorità Nazionali per i Paesi core e da database affidabili di terze parti per i Paesi non core (AIB), quando disponibili. Tuttavia, nei Paesi in cui non esistono meccanismi di certificazione delle energie rinnovabili gestiti dai governi locali, vengono utilizzati i fattori location based.
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).
Scope 3	
Categoria 1. Beni e servizi	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 dalle 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.

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Fonte GES	Metodo di calcolo
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 nello Scope 1 e 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, calcolate in relazione alla quantità di carbone consumata nelle centrali a carbone del Gruppo e basate sulla quota effettiva di carbone proveniente da miniere sotterranee e a cielo aperto approvvigionato dal Gruppo. 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 di elettricità per la 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 d'affari	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. Le emissioni del trasporto aereo includono il forcing radiativo nel loro calcolo.
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. Uso 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 esclude questa categoria perché considerata non rilevante.
- **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)**: la categoria è applicabile solo alla produzione di moduli fotovoltaici ed è stata esclusa perché considerata non rilevante.
- **Categoria 10 (lavorazione dei prodotti venduti)**: non applicabile considerando il tipo di prodotti e servizi venduti dal Gruppo.
- **Categoria 12 (trattamento a fine vita dei prodotti venduti)**: la categoria è applicabile solo alla produzione di moduli fotovoltaici ed è stata esclusa perché considerata non rilevante.
- **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).

L'andamento delle emissioni di gas serra nel 2025

VChain IbR

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

ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA NEL 2025 ($MtCO_{2eq}$)

Variazioni nel 2025 (rispetto al 2024)

1. Cambiamenti metodologici descritti nel paragrafo "La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra".
2. Deconsolidamento di impianti termoelettrici (carbone e CCGT) in Italia, Iberia e America Latina.
3. 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.
4. 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.
5. Riduzione dei volumi di gas naturale venduti ai clienti finali.
6. Altre riduzioni di emissioni dirette da fonti minori e aggiustamenti sulle emissioni indirette.

A Scope 3
B Scope 2 (location based)
C Scope 1

Nel 2025 le emissioni assolute totali dirette e indirette (Scope 1, 2 e 3) sono state pari a 62,53 $MtCO_{2eq}$, mantenendo il trend di riduzione e raggiungendo il volume più basso di sempre. In particolare, le emissioni assolute totali sono state ridotte del 10,3% rispetto al 2024.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Emissioni lorde di GES di Scope 1, 2 e 3					
Totale - location based[1]	$MtCO_{2eq}$	62,53	69,69	(7,16)	-10,3%
Totale - market based[1]	$MtCO_{2eq}$	64,44	71,46	(7,02)	-9,8%
Emissioni lorde di GES di Scope 1[1]					
Totale emissioni lorde di GES di Scope 1[1]	$MtCO_{2eq}$	18,95	20,20	(1,25)	-6,2%
Emissioni lorde di GES di Scope 1 dalle attività consolidate[1]	$MtCO_{2eq}$	18,19	19,67	(1,48)	-7,5%
Emissioni lorde di GES di Scope 1 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo[1]	$MtCO_{2eq}$	0,76	0,53	0,23	42,8%
Emissioni di GES di Scope 1 coperte da sistemi regolamentati di scambio di quote di emissioni (EU-ETS)	%	77,0	73,0	4,0	-
Percentuale di emissioni Scope 1 coperte da: regolamentazioni "emissions-limiting"	%	92,0	84,0	8,0	-
Percentuale di emissioni Scope 1 coperte da: regolamentazioni "emissions-reporting"	%	100,0	100,0	-	-
Emissioni di SF_6	$MtCO_{2eq}$	0,15	0,15	-	-
Emissioni lorde di GES di Scope 2					
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 - location based	$MtCO_{2eq}$	2,84	3,13	(0,29)	-9,3%
Emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività consolidate - location based	$MtCO_{2eq}$	2,84	3,13	(0,29)	-9,3%
Emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo - location based	$MtCO_{2eq}$	-	-	-	-
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 - market based	$MtCO_{2eq}$	4,75	4,90	(0,15)	-3,1%
Emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività consolidate - market based	$MtCO_{2eq}$	4,75	4,90	(0,15)	-3,1%
Emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo - market based	$MtCO_{2eq}$	-	-	-	-
Emissioni lorde di GES di Scope 3					
Totale emissioni lorde di GES di Scope 3[1]	$MtCO_{2eq}$	40,74	46,36	(5,62)	-12,1%
Categoria 1: Beni e servizi acquistati	$MtCO_{2eq}$	4,57	4,34	0,23	5,2%
Categoria 2: Beni strumentali	$MtCO_{2eq}$	4,78	3,83	0,95	24,8%
Categoria 3: Attività legate ai combustibili ed energia non incluse negli Scope 1 o 2 - Totale[1]	$MtCO_{2eq}$	18,60	23,81	(5,21)	-21,9%
- di cui: carbone upstream (estrazione e trasporto via mare)[1]	$MtCO_{2eq}$	0,10	0,22	(0,12)	-55,2%
- di cui: gas upstream (estrazione e trasporto)[1]	$MtCO_{2eq}$	4,31	4,63	(0,32)	-6,9%
- di cui: gasolio upstream (estrazione e trasporto)[1]	$MtCO_{2eq}$	1,14	0,94	0,20	21,4%
- di cui: biomasse upstream (trasporto)	$MtCO_{2eq}$	-	-	-	-
- di cui: acquisto di elettricità per vendita al cliente finale	$MtCO_{2eq}$	13,05	18,01	(4,96)	-27,5%
Categoria 4: Trasporto e distribuzione a monte	$MtCO_{2eq}$	0,01	-	(0,01)	-
Categoria 6: Viaggi d'affari	$MtCO_{2eq}$	0,02	0,02	-	-
Categoria 7: Pendolarismo dei dipendenti[1]	$MtCO_{2eq}$	0,04	0,04	-	-
Categoria 11: Uso dei prodotti venduti	$MtCO_{2eq}$	12,72	14,32	(1,60)	-11,1%

(1) I valori 2024 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nel paragrafo "La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Metriche di intensità					
Intensità delle emissioni GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (SBTi)	gCO_{2eq}/kWh	97	101	(4)	-4,0%
Intensità delle emissioni GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (SBTi)	gCO_{2eq}/kWh	108	121	(13)	-10,7%
Emissioni totali di GES (location based) rispetto ai ricavi netti[1]	tCO_{2eq}/mln€	927	987	(60)	-6,0%
Emissioni totali di GES (market based) rispetto ai ricavi netti[1]	tCO_{2eq}/mln€	956	1.012	(56)	-5,5%

(1) Gli indicatori: "Emissioni totali 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 67.428 milioni di euro nel 2025 (70.626 milioni di euro nel 2024) come indicato nella nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Emissioni di Scope 1

Nel 2025 le emissioni GES di Scope 1, pari a 18,95 $MtCO_{2eq}$ (30,3% delle emissioni totali), si sono ridotte del 6,2% rispetto al 2024.
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 oltre il 94% del valore totale dello Scope 1. Queste emissioni, pari a 17,9 $MtCO_{2eq}$, sono state ridotte del 6,7% rispetto al 2024, grazie alla riduzione del 3,7% della produzione termoelettrica rispetto al 2024, motivata da una riduzione della produzione in tutte le tecnologie fossili e in particolare della produzione a carbone che è diminuita del 37%. Le emissioni di fughe di SF_6 negli impianti e nella rete ammontano a 0,15 $MtCO_{2eq}$ nel 2025, pari allo 0,8% delle emissioni dello Scope 1 nel 2025.
In merito alla biomassa e biogas, le emissioni biogeniche di CO_2 per la produzione di energia, pari a 100,5 $ktCO_{2eq}$, 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 2025 le emissioni GES di Scope 2, pari a 2,84 $MtCO_{2eq}$ secondo l'approccio location based (4,5% delle emissioni totali) si sono ridotte del 9,2% rispetto al 2024, a causa della riduzione del 13,0% delle emissioni derivanti dalle perdite tecniche di rete (pari a 2,3 $MtCO_{2eq}$), nonostante l'incremento del 10,0% delle emissioni relative al consumo di elettricità (pari a 0,56 $MtCO_{2eq}$).

Emissioni di Scope 3

Nel 2025 le emissioni di gas serra di Scope 3, pari a 40,74 $MtCO_{2eq}$, hanno rappresentato il 65,2% delle emissioni totali di gas serra e sono diminuite del 12,2% rispetto al 2024. Tale variazione è motivata dalla riduzione nelle emissioni derivate dall'acquisto di energia per vendita al cliente finale (categoria 3), logistica dei combustibili (categoria 3) e uso di gas naturale venduto ai clienti finali nel mercato al dettaglio (categoria 11), nonostante l'incremento delle emissioni relative alla catena di fornitura (categorie 1 e 2).
Nel 2025 il 10% delle emissioni Scope 3 sono state calcolate con dati primari sui fattori emissivi forniti dai fornitori, raccolti attraverso sistemi EPD (Environmental Product Declaration) o dalla certificazione ISO CFP 14067 richiesti ai fornitori (86% della categoria 2 - beni di capitale). Invece, il 90% 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, all'importo ordinato di spesa, alle 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 sua 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 13,9 $ktCO_{2eq}$, pari allo 0,07% delle emissioni dello Scope 1 nel 2025;
- 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 2,3 $ktCO_{2eq}$ nel 2025, pari allo 0,01% delle emissioni dello Scope 1 nel 2025.

Le emissioni indirette di metano (Scope 3) derivano principalmente dalla combustione di combustibili e dalle perdite associate all'estrazione e al trasporto di carbone e di altri combustibili fossili dai nostri fornitori. Queste emissioni sono calcolate utilizzando dati secondari affidabili per ogni fase specifica (dall'estrazione alla distribuzione) 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Consumo di energia e mix energetico

VChain IbR

Il consumo complessivo di energia è risultato nel 2025 pari a 168,59 TWh, dell'1,1% inferiore rispetto al 2024, di cui:

- i **consumi da fonti primarie**, pari a 165,68 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 2025 tali consumi si sono ridotti dell'1,4% 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 2,92 TWh e del 14,7% superiori rispetto al 2024, considerano i consumi di elettricità rinnovabile e non nei diversi asset nell'attività di produzione e distribuzione di elettricità, nonché negli edifici. Nel 2025 la quota di questi consumi coperta dal sistema di garanzie di origine europeo è risultata del 5%.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Consumi di energia per le operazioni proprie					
Totale consumi di energia (primaria e finale)	TWh	168,59	170,52	(1,93)	-1,1%
Consumi di energia da fonti fossili - totale	TWh	79,84	83,68	(3,84)	-4,6%
Consumo di energia da fonti nucleari (uranio)	TWh	73,92	71,95	1,97	2,7%
Consumo di energia rinnovabile	TWh	14,83	14,89	(0,06)	-0,4%
Consumo totale di energia non rinnovabile	TWh	153,76	155,63	(1,87)	-1,2%
Totale consumi di combustibile per fonte primaria	TWh	165,68	167,98	(2,3)	-1,4%
- da fonti fossili	TWh	77,07	81,34	(4,27)	-5,2%
- Carbone	TWh	5,00	7,67	(2,67)	-34,8%
- Gas naturale	TWh	49,56	51,51	(1,95)	-3,8%
- Gasolio	TWh	14,34	13,71	0,63	4,6%
- Olio combustibile	TWh	8,17	8,45	(0,28)	-3,3%
- da fonti rinnovabili	TWh	14,69	14,69	-	-
- Biomasse, biogas e rifiuti	TWh	0,25	0,18	0,07	38,9%
- Fluido geotermico	TWh	14,44	14,51	(0,07)	-0,5%
Consumo di energia acquistata da fonti rinnovabili	TWh	0,14	0,20	(0,06)	-31,1%
Consumo di energia acquistata da fonti fossili	TWh	2,78	2,34	0,44	19,0%
Consumi di elettricità (energia finale)	TWh	2,92	2,54	0,38	15,0%
Consumo totale delle attività in settori ad alto impatto climatico rispetto ai ricavi netti derivanti da tali attività[1]	**MWh/mln€**	**2.496**	**2.414**	**82**	**3,4%**

	UM	2025	2024	2025-2024
Quote sul consumo totale di energia primaria				
Da fonti fossili	%	46,52	48,42	(1,9)	-
Da fonti nucleari	%	44,62	42,83	1,79	-
Da fonti rinnovabili	%	1,76	8,74	(6,98)	-

(1) Indicatore calcolato utilizzando l'importo dei ricavi IFRS 15 pari a 67.428 milioni di euro nel 2025 (70.626 milioni di euro nel 2024) come indicato nella nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Altre informazioni: acquisto di crediti di carbonio nei mercati volontari e prezzo interno del carbonio

Nel corso del 2025 sono stati acquistati e cancellati, per far fronte a richieste puntuali di clienti, crediti di carbonio nel mercato volontario per un totale di 61.867 tCO_{2eq}.

L'acquisto ha riguardato titoli VER certificati da Verra, con vintage compresa tra il 2016 e il 2023, e titoli CER (2013-2020). Per il dettaglio dei crediti si rimanda alla seguente tabella:

Standard	Tecnologia	Tipologia di standard (%)(1)	Progetti di riduzione emissioni GES (%)(1)	Progetti di rimozione emissioni GES (%)(1)	Progetti ubicati in Europa (%)(1)	Progetti soggetti al Corresponding adjustment art. 6 Accordo di Parigi (%)(1)
CER	Landfill Gas	1	100	-	-	-
VER	RES, REDD+, waste mngt	99	100	-	-	-

(1) Percentuale espressa sul totale dei volumi dei crediti di carbonio pari a 61.867 tCO_{2eq}.

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 2025 non sono state acquistate queste tipologie di crediti.

Infine, nel contesto del percorso di decarbonizzazione, Enel utilizza un prezzo interno del carbonio sotto forma di shadow price, identificato con il prezzo delle unità dell'ETS e applicato alle emissioni Scope 1. Questo strumento è impiegato in alcuni processi decisionali per orientare gli investimenti low-carbon, cogliere opportunità a basse emissioni, influenzare la strategia e la pianificazione finanziaria e navigare il contesto regolatorio.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

6
Le performance del Gruppo

Conseguiti tutti gli obiettivi strategici prefissati per il 2025

EBITDA ordinario a 22,9 miliardi di euro, in linea con la guidance, e utile netto ordinario del Gruppo a 7,0 miliardi di euro, al di sopra della guidance comunicata ai mercati, per effetto di una migliore conversione dell'EBITDA ordinario in utile netto ordinario.

Indebitamento finanziario netto/EBITDA ordinario pari a circa 2,5x

Le azioni manageriali realizzate per rafforzare la solidità finanziaria e migliorare il profilo rischio/rendimento tramite un'allocazione selettiva del capitale – con investimenti pari a 10,7 miliardi di euro e una gestione equilibrata delle dismissioni – hanno portato l'indebitamento finanziario netto a 57.182 milioni di euro, con un rapporto Indebitamento finanziario netto/EBITDA ordinario di circa 2,5x, consentendo di migliorare la flessibilità finanziaria.

Una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante

I risultati finanziari del Gruppo consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti di Enel la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 0,49 euro per azione (di cui 0,23 euro per azione già corrisposti quale acconto a gennaio 2026), in crescita di oltre il 4% rispetto al dividendo complessivo di 0,47 euro per azione riconosciuto per l'esercizio 2024.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

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 del Regolamento sul Prospetto, 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 "Ammortamenti e altri impairment" e gli "Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti".

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. Sono esclusi, inoltre, dal margine operativo lordo ordinario, taluni oneri legati alla cessione di partecipazioni a controllo congiunto non riconducibili alla gestione caratteristica, gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale, gli oneri associati alla definizione di contenziosi di anni pregressi, indennità legate alla cessione di partecipazioni di controllo e i contributi straordinari solidaristici stabiliti dai Governi locali all'estero a carico delle imprese del settore energetico, nonché taluni oneri connessi ad adeguamenti di valore di progetti di sviluppo di impianti rinnovabili.

Risultato operativo ordinario: è determinato partendo dal "Risultato operativo" 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 esclusi inoltre taluni adeguamenti di valore relativi a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e componenti finanziarie 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".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 (o gruppi in dismissione) 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 quota non corrente e corrente", 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 46 "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati del Gruppo

Risultati operativi del Gruppo

186,10 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA CONSOLIDATA[1]

di cui 128,06 TWh rinnovabile

71,1 %

POTENZA EFFICIENTE NETTA CONSOLIDATA RINNOVABILE[2]

per un totale di 61,9 GW

1,9 milioni di km

RETE DI DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

46 milioni

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI

Utenti finali digitalizzati pari al 67%

54,4 milioni

CLIENTI RETAIL[3][4]

di cui 22,5 mln mercato libero

31.572 n.

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI[4][5]

+11,5% rispetto al 2024

(1) 200,3 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (206,9 TWh al 31 dicembre 2024); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2025, a 142,3 TWh (148,3 TWh al 31 dicembre 2024).
(2) Il dato include la capacità effciente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.
(3) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(4) Il dato del 2024 è stato aggiornato per riflettere informazioni più precise.
(5) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 33.260 al 31 dicembre 2025 e 29.629 al 31 dicembre 2024.

Generazione di energia elettrica

	2025	2024	2025-2024	
Produzione netta di energia elettrica consolidata (TWh)[1]	186,10	191,87	(5,77)	-3,0%
di cui:				
- rinnovabile (TWh)[1]	*128,06*	*133,33*	*(5,27)*	*-4,0%*
Potenza efficiente netta consolidata totale (GW)[2]	87,0	83,8	3,2	3,8%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (GW)[2]	61,9	59,5	2,4	4,0%
Potenza efficiente netta consolidata rinnovabile (%)	71,1%	71,0%	0,1%	-
Potenza efficiente consolidata aggiuntiva rinnovabile (GW)	2,56	2,64	(0,08)	-3,0%
Storage (GW)	3,4	2,8	0,6	21,4
Potenza efficiente non consolidata (GW)[3]	5,80	6,30	(0,50)	-7,9%
Potenza efficiente installata totale (GW)	92,80	90,10	2,70	3,0%

(1) 200,3 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (206,9 TWh al 31 dicembre 2024); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2025, a 142,3 TWh (148,3 TWh al 31 dicembre 2024).
(2) Il dato include la capacità efficiente da Battery Energy Storage System (BESS) come capacità rinnovabile.
(3) È determinata come la capacità gestita secondo il modello di Stewardship.

L'**energia netta prodotta** da Enel nel 2025 registra una diminuzione di 5,77 TWh rispetto al valore registrato nel 2024, da attribuire a una minore produzione da fonte termoelettrica (-1,27 TWh) connessa essenzialmente alla riduzione delle quantità prodotte da impianti a ciclo combinato (-0,35 TWh), a carbone (-0,87 TWh) e a olio combustibile e turbogas (-0,05 TWh), principalmente in Italia e Perù, per quest'ultimo in seguito alla cessione di alcune società di generazione. La diminuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili (-5,27 TWh) è attribuibile essenzialmente alla minore produzione da fonte idroelettrica (-5,42 TWh) prevalentemente in Italia, Cile e Perù, da fonte eolica (-1,68 TWh)

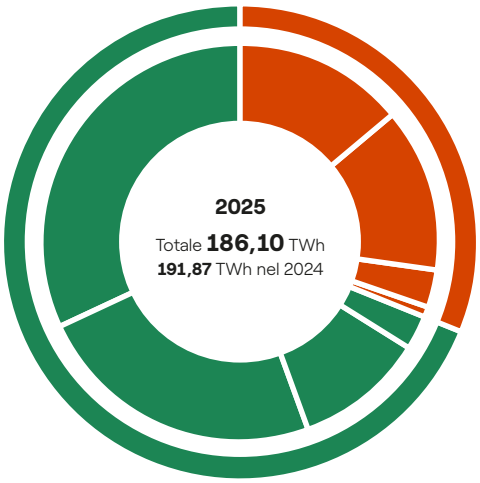
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

in Brasile, Spagna e Nord America e da biomassa-biogas-geotermica (-0,17 TWh), parzialmente compensata da una maggiore produzione da fonte solare (+2 TWh) prevalentemente in Nord America.
In aumento la produzione nucleare per 0,77 TWh.

Se si escludono gli effetti imputabili alle citate cessioni delle attività di generazione in Perù avvenute nel 2024 (3,19 TWh) e all'acquisizione, nel 2025, di 34 centrali idroelettriche e di alcuni impianti eolici in Spagna (-1,36 TWh) e di due impianti eolici negli Stati Uniti (-0,27 TWh), la produzione del 2025 risulta in diminuzione di 4,21 TWh (-2,2%) rispetto all'esercizio precedente.

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (2025)

31,7% **Idroelettrica** 33,6% nel 2024
23,8% **Eolica** 24,0% nel 2024
10,4% **Solare** 9,0%% nel 2024
2,9% **Geotermoelettrica e altro** 2,9% nel 2024
TOTALE FONTI RINNOVABILI: **68,8%** 69,5% nel 2024

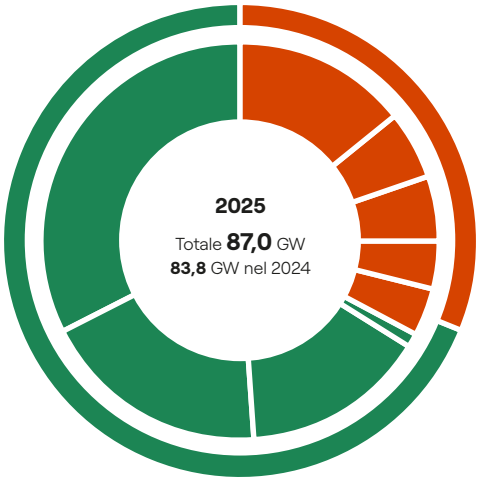


14,0% **Ciclo combinato** 13,8% nel 2024
13,4% **Nucleare** 12,6% nel 2024
3,0% **Olio combustibile e turbogas** 2,9% nel 2024
0,8% **Carbone** 1,2% nel 2024
TOTALE FONTI TRADIZIONALI: **31,2%** 30,5 nel 2024

La **potenza efficiente netta consolidata totale** del Gruppo è pari a 87,0 GW, in aumento rispetto al dato registrato al 31 dicembre 2024 (83,8 GW). La variazione è riconducibile all'acquisizione in Spagna dal Gruppo Acciona di 34 centrali idroelettriche e da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra di un portafoglio di impianti eolici, in Germania di due impianti eolici e negli Stati Uniti di altri due impianti eolici, che hanno comportato complessivamente un aumento della capacità per 1,1 GW, a un nuovo impianto termoelettrico a ciclo combinato in Italia per 0,8 GW, alla maggiore capacità da Battery Energy Storage System (BESS) in Italia per 0,6 GW e alla maggiore capacità solare per 0,7 GW.

POTENZA EFFICIENTE NETTA CONSOLIDATA PER FONTE (2025)

32,5% **Idroelettrica** 33,0% nel 2024
18,6% **Eolica** 18,8% nel 2024
15,0% **Solare** 14,7% nel 2024
4,0% **BESS** 3,4% nel 2024
1,0% **Geotermoelettrica e altro** 1,0% nel 2024
TOTALE FONTI RINNOVABILI: **71,1%** 70,9% nel 2024



14,3% **Ciclo combinato** 13,9% nel 2024
5,5% **Olio combustibile e turbogas** 5,7% nel 2024
5,3% **Carbone** 5,5% nel 2024
3,8% **Nucleare** 4,0% nel 2024
TOTALE FONTI TRADIZIONALI: **28,9%** 29,1% nel 2024

A fine dicembre 2025 la **potenza efficiente netta consolidata rinnovabile** del Gruppo ha raggiunto i 61,9 GW, in aumento rispetto al 2024 di 2,4 GW, e rappresenta il 71,1% del totale della potenza efficiente netta consolidata totale.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Distribuzione di energia elettrica

	2025	2024	2025-2024	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	474,7	481,2	(6,5)	-1,4%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)[1]	46.204.043	45.181.536	1.022.507	2,3%
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.880.651	1.870.283	10.368	0,6%
Utenti finali (n.)	69.066.581	68.523.156	543.425	0,8%
SAIDI (minuti medi)[2]	188,4	179,2	9,2	5,1%
SAIFI (n. medio)[2]	2,5	2,3	0,2	8,7%

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 30,6 milioni nel 2025 e 30,5 milioni nel 2024.
(2) Il valore del 2024 è stato rideterminato per tener conto delle modifiche alle regole di calcolo effettuate nel 2025, che escludono le interruzioni causate da clienti, contatti accidentali o danneggiamento di conduttori causati da terzi.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 474,7 TWh nel 2025, con una diminuzione di 6,5 TWh (-1,4%) rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto della cessione delle attività di distribuzione in Perù (-3,7 TWh) e in Italia, quest'ultima relativa ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia (-8,8 TWh). Pertanto, escludendo gli effetti delle citate variazioni di perimetro nei due esercizi a confronto, la distribuzione di energia elettrica è aumentata di 6 TWh (+1,3%), prevalentemente per il contributo dei maggiori volumi trasportati in Spagna (+5 TWh).

Il **numero degli utenti finali di Enel con smart meter attivi** nel 2025 è in aumento di 1.022.507 unità, a causa prevalentemente agli aumenti registrati in Brasile (+898.698), Spagna (+85.105), Italia (+36.145) e Cile (+3.063), parzialmente compensato dalla diminuzione registrata Argentina (-137) e Colombia (-367).

Mercati finali

	2025	2024	2025-2024	
Energia venduta da Enel (TWh)	249,9	273,5	(23,6)	-8,6%
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	6,3	7,1	(0,8)	-11,3%
Clienti retail (n.)[1][2]	54.358.950	55.476.431	(1.117.481)	-2,0%
- di cui mercato libero[2]	*22.532.644*	*23.656.147*	*(1.123.503)*	*-4,7%*
Demand response (MW)	10.245	9.250	995	10,8%
Punti di ricarica pubblici (n.)[2][3]	31.572	28.314	3.258	11,5%

(1) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(2) Il dato del 2024 è stato aggiornato per riflettere informazioni più precise.
(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 33.260 al 31 dicembre 2025 e 29.629 al 31 dicembre 2024.

L'**energia venduta** da Enel nel 2025 è pari a 249,9 TWh e registra una riduzione di 23,6 TWh (-8,6%) rispetto all'esercizio precedente, per effetto delle minori quantità di energia vendute in Italia, Brasile, Cile e Colombia e per la cessione delle attività in Perù (-4,8 TWh). Se si esclude tale ultima variazione, la vendita di energia elettrica diminuisce di 18,8 TWh (-7%).

Inoltre, le **vendite di gas naturale** nel 2025 sono pari 6,3 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,8 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente (Italia -0,4 miliardi di metri cubi e Spagna -0,4 miliardi di metri cubi).

Le **attività di demand response** nel 2025 risultano pari a 10.245 MW, in aumento di 995 MW rispetto all'esercizio precedente (in Italia +180 MW, Spagna +62 MW e Resto del Mondo +753 MW).

I **punti di ricarica pubblici** per le auto elettriche attivi al 31 dicembre 2025 sono pari a 31.572 in crescita di 3.258 rispetto al 2024, in Italia (+2.286), in Spagna (+870) e in America Latina (+102).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le persone del Gruppo

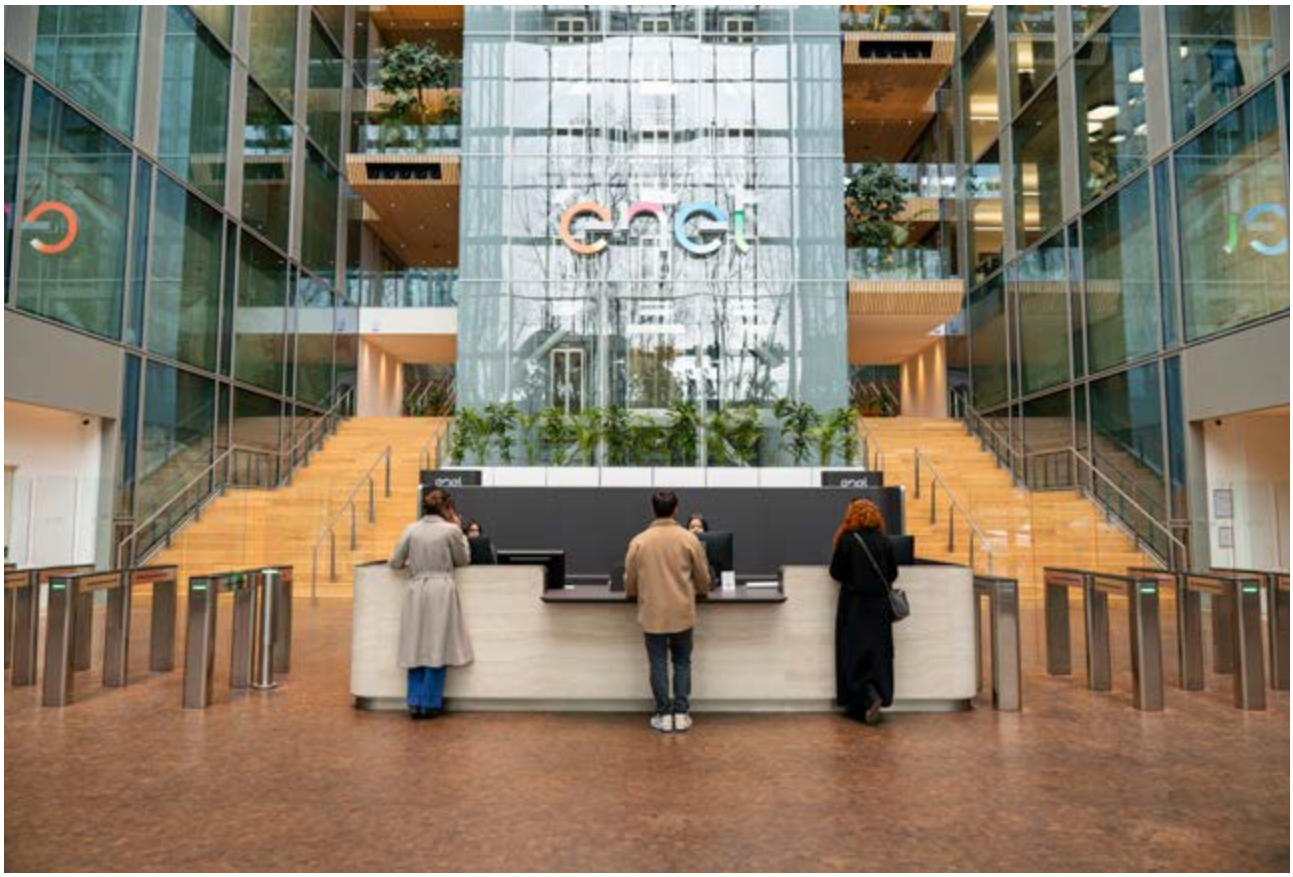
Nella tabella di seguito riportata si analizzano la consistenza dei dipendenti esposta per Linea di Business.

N.	al 31.12.2025	al 31.12.2024	Percentuale sul totale al 31.12.2025	Percentuale sul totale al 31.12.2024
Generazione Termoelettrica e Trading	4.560	5.105	7,4%	8,4%
Enel Green Power	7.266	8.269	11,8%	13,7%
Enel Grids	35.395	32.214	57,4%	53,4%
Mercati finali	6.651	7.944	10,8%	13,2%
Holding e Servizi	7.762	6.827	12,6%	11,3%
Totale	**61.634**	**60.359**		

Al 31 dicembre 2025 i dipendenti sono pari a 61.634 persone (60.359 persone al 31 dicembre 2024).

Consistenza al 31 dicembre 2024	**60.359**
Assunzioni	4.606
Cessazioni	(3.387)
Variazioni di perimetro	56
Consistenza al 31 dicembre 2025	**61.634**

L'organico aumenta di 1.275 risorse. La variazione è dovuta al saldo positivo tra le assunzioni e le cessazioni (+1.219 risorse) determinato principalmente dalle assunzioni nelle Reti in Italia e Brasile, e dalle variazioni di perimetro (+56 risorse), dovute prevalentemente all'acquisizione di Corporación Acciona Hidráulica SL in Spagna ed Ewiva in Italia.



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Principali indicatori economici e finanziari

Risultati economici del Gruppo

€ 22.874 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

di cui 38,9% da Enel Grids

€ 14.814 milioni

RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO

di cui 32,2% da Enel Green Power

€ 7.011 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

-1,7% rispetto al 2024

€ 22.073 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 24.066 milioni nel 2024

€ 11.533 milioni

RISULTATO OPERATIVO

-25,6% rispetto al 2024

€ 4.225 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€ 7.016 milioni nel 2024

Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti, per la cui definizione esaustiva si rimanda al paragrafo "Definizione degli indicatori di performance".

	Conto economico ordinario				Conto economico			
Milioni di euro	2025	2024	2025-2024		2025	2024	2025-2024	
Ricavi	80.346	77.173	3.173	4,1%	80.346	78.947	1.399	1,8%
Costi	58.219	54.849	3.370	6,1%	59.020	55.358	3.662	6,6%
Risultati netti da contratti su commodity	747	477	270	56,6%	747	477	270	56,6%
Margine operativo lordo	**22.874**	**22.801**	**73**	**0,3%**	**22.073**	**24.066**	**(1.993)**	**-8,3%**
Ammortamenti e impairment	8.060	8.040	20	0,2%	10.540	8.572	1.968	23,0%
Risultato operativo	**14.814**	**14.761**	**53**	**0,4%**	**11.533**	**15.494**	**(3.961)**	**-25,6%**
Proventi finanziari	5.825	7.080	(1.255)	-17,7%	5.825	7.082	(1.257)	-17,7%
Oneri finanziari	8.731	10.411	(1.680)	-16,1%	8.894	10.483	(1.589)	-15,2%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(2.906)**	**(3.331)**	**425**	**12,8%**	**(3.069)**	**(3.401)**	**332**	**9,8%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(9)**	**277**	**(286)**	**-**	**(74)**	**(210)**	**136**	**64,8%**
Risultato prima delle imposte	**11.899**	**11.707**	**192**	**1,6%**	**8.390**	**11.883**	**(3.493)**	**-29,4%**
Imposte	3.405	3.253	152	4,7%	2.773	3.654	(881)	-24,1%
Risultato netto delle continuing operation	**8.494**	**8.454**	**40**	**0,5%**	**5.617**	**8.229**	**(2.612)**	**-31,7%**
Risultato netto delle discontinued operation	**-**	**-**	**-**	**-**	**(36)**	**-**	**(36)**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**8.494**	**8.454**	**40**	**0,5%**	**5.581**	**8.229**	**(2.648)**	**-32,2%**
Quota di interessenza del Gruppo	7.011	7.135	(124)	-1,7%	4.225	7.016	(2.791)	-39,8%
Quota di interessenza di terzi	1.483	1.319	164	12,4%	1.356	1.213	143	11,8%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Ricavi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Vendite energia elettrica	39.844	43.478	(3.634)	-8,4%
Trasporto energia elettrica	12.826	12.072	754	6,2%
Corrispettivi da gestori di rete	1.494	961	533	55,5%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.573	1.747	(174)	-10,0%
Vendite gas	5.169	5.875	(706)	-12,0%
Trasporto gas	670	564	106	18,8%
Vendite di combustibili	1.378	1.578	(200)	-12,7%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	989	1.002	(13)	-1,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.260	1.054	206	19,5%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	10.605	3.265	7.340	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.237	1.263	(26)	-2,1%
Vendite per certificati ambientali	72	132	(60)	-45,5%
Proventi da cessione attività	34	2.351	(2.317)	-98,6%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	50	90	(40)	-44,4%
Contributi per certificati ambientali	225	293	(68)	-23,2%
Rimborsi vari	534	401	133	33,2%
Proventi per tax partnership	532	1.239	(707)	-57,1%
Altri proventi	1.854	1.582	272	17,2%
Totale	**80.346**	**78.947**	**1.399**	**1,8%**

Nel 2025, i **ricavi** del Gruppo Enel si attestano a 80.346 milioni di euro, in aumento dell'1,8% rispetto ai 78.947 milioni di euro del 2024.

La variazione è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi della Generazione Termoelettrica e Trading per la vendita di commodity sul mercato wholesale, in un contesto di mercato con prezzi medi crescenti rispetto all'anno precedente, che hanno più che compensato gli effetti delle variazioni di perimetro, pari a 3.052 milioni di euro, e principalmente connesse alla cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù, che ha comportato la rilevazione nel 2024 di proventi da cessione attività per 1.347 milioni di euro e minori ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica per 582 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, e alla cessione delle attività di distribuzione in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia, cui era associato nel 2024 il provento di 989 milioni di euro e ricavi per trasporto di energia per 118 milioni di euro.

I ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e gas si riducono di 3.480 milioni di euro principalmente per la riduzione delle quantità vendute e dei prezzi medi applicati ai clienti finali in Italia, che hanno più che compensato i maggiori proventi realizzati nel business delle reti in Italia e Spagna, nonché nel mercato retail in Spagna. La riduzione risente inoltre delle variazioni di perimetro sopra citata riferite alle attività di distribuzione (700 milioni di euro).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

Costi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Acquisto di energia elettrica	17.568	19.903	(2.335)	-11,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.765	3.652	(887)	-24,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	13.608	6.834	6.774	99,1%
Materiali	2.590	2.446	144	5,9%
Costo del personale	4.740	4.938	(198)	-4,0%
Servizi e godimento beni di terzi	16.793	16.687	106	0,6%
Oneri per certificati ambientali	1.325	1.449	(124)	-8,6%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	312	175	137	78,3%
Altri oneri per imposte e tasse	1.436	1.341	95	7,1%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	405	4	401	-
Contributi straordinari di solidarietà	-	138	(138)	-
Altri costi operativi	737	833	(96)	-11,5%
Costi capitalizzati	(3.259)	(3.042)	(217)	-7,1%
Totale	**59.020**	**55.358**	**3.662**	**6,6%**

Analogamente a quanto commentato per i ricavi, anche **i costi** nel 2025 subiscono un incremento prevalentemente per l'aumento dei prezzi delle commodity energetiche, in particolare per contratti di acquisto di combustibili e gas in Italia e adeguamento al fair value relativo ai contratti con consegna fisica chiusi nel periodo.

Margine operativo lordo ordinario

Si riportano di seguito il dettaglio del margine operativo lordo ordinario per segmento di business e le rispettive variazioni rispetto all'esercizio precedente.

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Generazione Termoelettrica e Trading	3.139	3.245	(106)	-3,3%
Enel Green Power	6.782	7.316	(534)	-7,3%
Enel Grids	8.896	8.199	697	8,5%
Mercati finali	4.203	4.345	(142)	-3,3%
Holding e Servizi	(146)	(304)	158	52,0%
Totale	**22.874**	**22.801**	**73**	**0,3%**

Il **margine operativo lordo ordinario** è in aumento di 73 milioni di euro (0,3%) rispetto all'esercizio precedente, principalmente per i migliori risultati di Enel Grids, che hanno più che compensato la riduzione del margine operativo lordo ordinario nei Business Integrati.

Si riporta di seguito l'analisi delle variazioni nel margine operativo lordo ordinario per segmento di business.

Business Integrati

Enel ha scelto di perseguire una strategia integrata con l'obiettivo di massimizzare la marginalità dell'energia venduta facendo leva sulla progressiva riduzione del costo di sourcing, perseguibile anche con l'aumento delle fonti rinnovabili nel mix di generazione come fonte di approvvigionamento dell'energia destinata i clienti finali, e attraverso 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, pertanto, l'integrazione della catena del valore del business elettrico e include i risultati della generazione e dell'approvvigionamento di energia elettrica (Enel Green Power, Generazione Termoelettrica e Trading) e della vendita di energia elettrica e servizi (Mercati finali).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Si riporta di seguito il dettaglio del margine operativo lordo ordinario dei Business Integrati per singola Linea di Business e per Area Geografica.

	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Mercati finali			Totale		
Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	2025	2024	2025-2024	2025	2024	2025-2024	2025	2024	2025-2024
Italia	1.426	1.732	(306)	2.305	2.314	(9)	2.872	3.159	(287)	6.603	7.205	(602)
Iberia	1.652	1.491	161	941	999	(58)	1.090	1.034	56	3.683	3.524	159
Resto del Mondo	52	19	33	3.536	4.018	(482)	200	147	53	3.788	4.184	(396)
Altro	9	3	6	-	(15)	15	41	5	36	50	(7)	57
Margine dei Business Integrati	**3.139**	**3.245**	**(106)**	**6.782**	**7.316**	**(534)**	**4.203**	**4.345**	**(142)**	**14.124**	**14.906**	**(782)**

La riduzione di 782 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente è riferita alle attività di generazione da fonti rinnovabili per 534 milioni di euro, principalmente relativa agli Stati Uniti (-307 milioni di euro) per minori proventi derivanti da accordi di tax partnership, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dai minori volumi prodotti, e in Cile (-219 milioni di euro) per la minore produzione di energia principalmente da fonte idroelettrica.

Il margine operativo lordo ordinario dei Mercati finali è in riduzione di 142 milioni principalmente per via della flessione dei volumi di energia venduta nel mercato libero in Italia e per i minori prezzi di vendita. Il margine operativo lordo ordinario della Generazione Termoelettrica e Trading è in riduzione di 106 milioni di euro per i minori margini da vendita di commodity nel mercato wholesale che hanno più che compensato i maggiori ricavi della generazione termoelettrica, soprattutto in Italia.
Si segnala inoltre che la variazione del margine operativo lordo dei Business Integrati tiene conto degli effetti delle variazioni di perimetro, principalmente connesse alla cessione delle attività in Perù, pari a 161 milioni di euro, considerando i quali il margine operativo lordo dei Business Integrati è in diminuzione per 621 milioni di euro.

Enel Grids

Il margine operativo lordo ordinario delle reti di distribuzione di energia elettrica, pari a 8.896 milioni di euro, è in aumento di 697 milioni di euro rispetto agli 8.199 milioni di euro del 2024 (+8,5%), principalmente relativi all'Italia, alla Spagna e al Cile per gli effetti delle maggiori remunerazioni regolatorie e all'Argentina per il riconoscimento del beneficio rilevato a valle dell'accordo siglato con il regolatore CAMMESA.

Il margine operativo lordo ordinario di Enel Grids risente inoltre delle variazioni di perimetro, pari a 206 milioni di euro, collegate alla cessione delle attività di distribuzione in Perù nonché alla cessione delle attività di distribuzione in alcuni comuni delle provincie di Milano e Brescia, escludendo le quali è in aumento di 903 milioni di euro.

Margine operativo lordo

	2025					
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**3.139**	**6.782**	**8.896**	**4.203**	**(146)**	**22.874**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(341)	(57)	-	-	-	(398)
Adeguamenti di valore	-	(91)	-	-	-	(91)
Piani di ristrutturazione aziendale	(4)	(8)	(17)	(5)	(53)	(87)
Altri oneri	(69)	(124)	-	(21)	(11)	(225)
Margine operativo lordo	**2.725**	**6.502**	**8.879**	**4.177**	**(210)**	**22.073**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	2024					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**3.245**	**7.316**	**8.199**	**4.345**	**(304)**	**22.801**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	44	65	2.265	(2)	(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**	**6.675**	**10.512**	**4.270**	**(559)**	**24.066**

Il **margine operativo lordo** del 2025 ammonta a 22.073 milioni di euro, in riduzione di 1.993 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, tale variazione risente essenzialmente degli effetti menzionati precedentemente nel commento al margine operativo lordo ordinario, nonché del diverso andamento delle componenti non ordinarie nei due esercizi a confronto. In particolare, il margine operativo lordo del 2024 includeva i 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), parzialmente compensati dagli effetti conseguenti al cambio di moneta funzionale effettuato dalle società Enel Generación Chile ed Enel Chile a partire dal 1° gennaio 2025, e da oneri legati ai programmi di transizione energetica e digitalizzazione. Nel 2025, il margine operativo lordo include oneri non ordinari per 801 milioni di euro, dei quali 341 milioni di euro relativi alla cessione della partecipazione residua in Slovenské elektrárne relativi al rilascio nel Conto economico di riserve di patrimonio netto negative riferibili alla partecipazione, 124 milioni di euro relativi ai canoni per le concessioni idroelettriche in Italia, nonché 57 milioni di euro relativi al perfezionamento dell'operazione di asset swap negli Stati Uniti.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Generazione Termoelettrica e Trading	2.263	2.397	(134)	-5,6%
Enel Green Power	4.770	5.586	(816)	-14,6%
Enel Grids	5.511	4.858	653	13,4%
Mercati finali	2.645	2.484	161	6,5%
Holding e Servizi	(375)	(564)	189	33,5%
Totale	**14.814**	**14.761**	**53**	**0,4%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2025 si incrementa di 53 milioni di euro rispetto all'anno precedente.
Tale variazione tiene conto della diversa contribuzione ai margini delle attività cedute nel 2024 relative alla generazione e distribuzione in Perù e alla distribuzione in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia, escludendo le quali il risultato operativo ordinario è in aumento di 360 milioni di euro in considerazione di quanto già commentato nel margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti riconducibili agli investimenti entrati in esercizio nel corso dei 12 mesi precedenti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultato operativo

Milioni di euro	2025					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**2.263**	**4.770**	**5.511**	**2.645**	**(375)**	**14.814**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(341)	(95)	–	–	–	(436)
Adeguamenti di valore	(1.114)	(1.293)	(86)	(40)	–	(2.533)
Piani di ristrutturazione aziendale	(4)	(8)	(17)	(5)	(53)	(87)
Altri oneri	(69)	(124)	–	(21)	(11)	(225)
Risultato operativo	**735**	**3.250**	**5.408**	**2.579**	**(439)**	**11.533**

Milioni di euro	2024					
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**2.397**	**5.586**	**4.858**	**2.484**	**(564)**	**14.761**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	44	65	2.265	(2)	(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	–	(437)	(10)	(175)	–	(622)
Risultato operativo	**2.320**	**4.566**	**7.171**	**2.256**	**(819)**	**15.494**

Il **risultato operativo** del 2025 è in riduzione di 3.961 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale variazione riflette quanto già commentato in merito al margine operativo lordo, cui si aggiunge l'effetto delle diverse componenti non ordinarie nei due esercizi a confronto.
In particolare, nel 2025 il risultato operativo include adeguamenti di valore per 2.533 milioni di euro, riferiti principalmente a talune attività di generazione termoelettrica in Italia per riflettere l'evoluzione del modello industriale e regolatorio nella gestione di tali attività (1.068 milioni di euro), ad alcuni sistemi di accumulo ibridi negli Stati Uniti (BESS) (606 milioni di euro), a impianti eolici in Canada per 133 milioni di euro e a progetti di sviluppo di energia rinnovabile ("pipeline"), prevalentemente in Spagna e Stati Uniti (307 milioni di euro).

Le componenti non ordinarie nell'esercizio 2024 includevano i proventi da operazioni di Merger & Acquisition in Perù e Italia, solo parzialmente compensati dagli effetti negativi conseguenti al cambio di moneta funzionale da alcune società in Cile e da adeguamenti di valore per complessivi 622 milioni di euro.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2025 ammonta a 7.011 milioni di euro rispetto ai 7.135 milioni di euro del 2024.
In particolare, gli effetti connessi alle citate variazioni di perimetro nei due esercizi a confronto sono stati solo parzialmente compensati dai minori oneri finanziari netti dell'esercizio, pari a 425 milioni di euro, connessi al decremento del debito netto e alla riduzione del costo medio del debito.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** ammonta a 4.225 milioni di euro, con una riduzione di 2.791 milioni di euro rispetto ai 7.016 milioni di euro rilevati nel 2024.
Tale riduzione è connessa principalmente a due fattori:

- il differente contributo delle operazioni di dismissione di attività nei due periodi a confronto. In particolare, il risultato netto del Gruppo del 2025 include principalmente gli oneri connessi al perfezionamento della cessione della partecipazione residua in Slovenské elektrárne per effetto del rilascio nel Conto economico del periodo di riserve di patrimonio netto negative riferibili alla società (341 milioni di euro), mentre nel 2024 il risultato netto del Gruppo includeva proventi da operazioni di Merger & Acquisition per 2.358 milioni di euro, di cui 1.347 milioni di euro relativi alla cessione delle attività di generazione e distribuzioni in Perù e 989 milioni di euro relativi alla cessione delle attività di distribuzione in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia;
- il differente impatto degli adeguamenti di valore commentati al paragrafo relativo al risultato operativo, che ammontano a 2.533 milioni di euro e 622 milioni di euro rispettivamente nel 2025 e nel 2024.

Nella tabella sotto riportata è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	2025	2024
Risultato netto del Gruppo ordinario	**7.011**	**7.135**
Adeguamenti di valore	(2.100)	(457)
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(455)	1.425
Altri oneri	(170)	-
Piani di ristrutturazione aziendale	(61)	-
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	-	(526)
Cambio moneta funzionale Cile	-	(281)
Transizione energetica e digitalizzazione	-	(184)
Contributi straordinari di solidarietà	-	(96)
Risultato netto del Gruppo	**4.225**	**7.016**

Il risultato netto del Gruppo è espresso tenendo conto di perimetri non omogenei tra i periodi di confronto, principalmente relativi alle cessioni effettuate nel corso del 2024 delle attività di generazione e distribuzione in Perù, delle attività di distribuzione di alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia, e della partecipazione in Slovenské elektrárne.
Si riporta quindi di seguito la riconciliazione tra il risultato netto del Gruppo al lordo e al netto degli effetti relativi a tali componenti.

Milioni di euro	2025	2024
Risultato netto del Gruppo	**4.225**	**7.016**
Plusvalenza da cessione attività in Perù	-	(428)
Cessione delle attività in Perù	-	(117)
Sudafrica - Impofu	-	(13)
Cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	341	228
Plusvalenza da cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	-	(978)
Cessione attivi di distribuzione comuni di Milano e Brescia	-	(72)
Risultato netto del Gruppo like for like	**4.566**	**5.636**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

€ 103.987 milioni

CAPITALE INVESTITO NETTO

€ 104.938 milioni nel 2024

€ 57.182 milioni

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

+2,5% rispetto al 2024

65 %

FINANZIAMENTI SOSTENIBILI

su indebitamento lordo € 68.925 milioni

€ 10.671 milioni

TOTALE INVESTIMENTI

di cui 84% in Enel Green Power ed Enel Grids

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	108.836	110.451	(1.615)	-1,5%
- avviamento	13.051	12.850	201	1,6%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.317	1.456	(139)	-9,5%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(2.981)	(2.631)	(350)	-13,3%
Totale attività immobilizzate nette	**120.223**	**122.126**	**(1.903)**	**-1,6%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	14.555	15.941	(1.386)	-8,7%
- rimanenze	3.301	3.643	(342)	-9,4%
- crediti/(debiti) netti verso operatori istituzionali di mercato	(4.422)	(4.378)	(44)	-1,0%
- altre attività/(passività) correnti nette	(10.523)	(10.592)	69	0,7%
- debiti commerciali	(11.827)	(13.693)	1.866	13,6%
Totale capitale circolante netto	**(8.916)**	**(9.079)**	**163**	**1,8%**
Capitale investito lordo	**111.307**	**113.047**	**(1.740)**	**-1,5%**
Fondi diversi:				
- benefíci ai dipendenti	(1.127)	(1.614)	487	30,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.532)	(6.760)	228	3,4%
Totale fondi diversi	**(7.659)**	**(8.374)**	**715**	**8,5%**
Attività nette possedute per la vendita	339	265	74	27,9%
Capitale investito netto	**103.987**	**104.938**	**(951)**	**-0,9%**
Patrimonio netto complessivo	**46.805**	**49.171**	**(2.366)**	**-4,8%**
Indebitamento finanziario netto	**57.182**	**55.767**	**1.415**	**2,5%**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2025 è pari a 103.987 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.805 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 57.182 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 dicembre 2025 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,22 (1,13 al 31 dicembre 2024). La diminuzione del capitale investito netto, pari a 951 milioni di euro, deriva principalmente:

- dalla riduzione delle **attività immobilizzate nette** per 1.903 milioni di euro connessa essenzialmente agli adeguamenti di valore rilevati nell'esercizio (2.375 milioni di euro), principalmente su taluni attivi di generazione termoelettrica in Italia e da fonte rinnovabile in Spagna, Stati Uniti, Messico e Canada, agli ammortamenti dell'esercizio (7.112 milioni di euro), all'andamento negativo dei tassi di cambio (3.333 milioni di euro) e alla classificazione tra le attività disponibili per la vendita in base ai requisiti IFRS 5 (676 milioni di euro) delle attività di generazione in Messico. Tali effetti hanno più che compensato gli incrementi delle attività immobilizzate per gli investimenti effettuati nell'anno (10.190 milioni di euro al netto dei contributi impianti ricevuti per 483 milioni di euro) e per gli effetti delle variazioni di perimetro connesse alle acquisizioni perfezionate nell'esercizio relative a impianti idroelettrici ed eolici in Spagna e a impianti eolici negli Stati Uniti e in Germania (1.524 milioni di euro);
- dall'incremento del **capitale circolante netto**, per 163 milioni di euro, dovuto principalmente alla riduzione dei debiti verso fornitori, soprattutto in Italia, Spagna, Cile e Brasile. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei crediti commerciali connessa al calo dell'energia venduta e trasportata sulla rete di distribuzione soprattutto in Italia, Spagna, Cile e Brasile;
- dal decremento dei **fondi diversi** per complessivi 715 milioni di euro connesso principalmente alla diminuzione delle passività riconosciute per i benefíci ai dipendenti e dei fondi per rischi e oneri che ha più che compensato la riduzione della fiscalità differita;
- dall'incremento delle **attività nette possedute per la vendita** per 74 milioni di euro.

Il **patrimonio netto complessivo** al 31 dicembre 2025 si riduce di 2.366 milioni di euro prevalentemente per effetto dei dividendi distribuiti (6.119 milioni di euro, inclusivi dei coupon pagati ai titolari di obbligazioni ibride per 266 milioni di euro), della variazione della riserva relativa all'acquisto di azioni proprie (buyback) effettuato da Enel SpA (1.005 milioni di euro) e del saldo negativo delle componenti di Conto economico rilevate direttamente a patrimonio netto (1.528 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati dal risultato del periodo (5.581 milioni di euro) e dall'incremento della riserva per obbligazioni ibride perpetue (1.074 milioni di euro).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	13.528	14.755	(1.227)	-8,3%
- obbligazioni	40.736	42.282	(1.546)	-3,7%
- debiti verso altri finanziatori	2.883	3.027	(144)	-4,8%
Indebitamento a lungo termine	*57.147*	*60.064*	*(2.917)*	*-4,9%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.890)	(2.676)	(214)	-8,0%
Indebitamento netto a lungo termine	**54.257**	**57.388**	**(3.131)**	**-5,5%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	3.017	1.742	1.275	73,2%
- altri finanziamenti a breve verso banche	192	344	(152)	-44,2%
Indebitamento bancario a breve termine	*3.209*	*2.086*	*1.123*	*53,8%*
Obbligazioni (quota a breve)	5.419	5.318	101	1,9%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	367	379	(12)	-3,2%
Commercial paper	2.342	2.406	(64)	-2,7%
Cash collateral e altri finanziamenti per operatività su derivati	289	732	(443)	-60,5%
Altri debiti finanziari a breve termine	152	177	(25)	-14,1%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*8.569*	*9.012*	*(443)*	*-4,9%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.372)	(2.174)	802	36,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.033)	(1.982)	(51)	-2,6%
Altri crediti finanziari a breve termine	(153)	(374)	221	59,1%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve termine	(5.295)	(8.189)	2.894	35,3%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(8.853)*	*(12.719)*	*3.866*	*30,4%*
Indebitamento netto a breve termine	**2.925**	**(1.621)**	**4.546**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**57.182**	**55.767**	**1.415**	**2,5%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**382**	**61**	**321**	**-**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

L'**indebitamento finanziario netto**, al 31 dicembre 2025 pari a 57.182 milioni di euro (non inclusivo dell'indebitamento finanziario netto riferito alle attività classificate come possedute per la vendita per un ammontare complessivo pari a 382 milioni di euro), registra un incremento di 1.415 milioni di euro rispetto ai 55.767 milioni di euro del 31 dicembre 2024 (non inclusivo di 61 milioni di euro di indebitamento finanziario netto riferito alle attività possedute per la vendita).

Il fabbisogno finanziario richiesto dagli investimenti del periodo (10.190 milioni di euro, al netto dei contributi in conto impianti ricevuti per 483 milioni di euro), dal pagamento di dividendi (6.060 milioni di euro, inclusivi di 266 milioni di euro di coupon pagati su obbligazioni ibride), dall'acquisizione di impianti (c.d. investimenti "brownfield") eolici e fotovoltaici in Spagna, Stati Uniti e Germania (1.094 milioni di euro) e dall'acquisto da parte di Enel SpA, Endesa ed Enel Américas di azioni proprie (1.947 milioni di euro), nonché gli effetti sul debito dei nuovi contratti di leasing (535 milioni di euro), sono stati solo in parte compensati dai positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa corrente (13.926 milioni di euro), dalla vendita di impianti fotovoltaici da parte di Endesa (182 milioni di euro), dalle nuove emissioni di obbligazioni ibride perpetue al netto dei riacquisti nel corso del 2025 (1.074 milioni di euro), dalla riclassifica delle passività finanziarie nette associate al perimetro degli asset disponibili per la vendita (391 milioni di euro) e dall'effetto positivo generato dall'andamento dei tassi di cambio (2.779 milioni di euro).
Al 31 dicembre 2025, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo (rapporto debt to equity) è pari a 1,22 (1,13 al 31 dicembre 2024).

Al 31 dicembre 2025 l'**indebitamento finanziario lordo** è pari a 68.925 milioni di euro, in diminuzione di 2.237 milioni di euro rispetto all'anno precedente, e include 44.493 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili (65%).

Indebitamento finanziario lordo

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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	65.950	2.975	68.925	67.503	3.659	71.162
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*42.431*	*2.062*	*44.493*	*45.650*	*2.549*	*48.199*
Finanziamenti sostenibili/ Totale indebitamento lordo (%)			65%			68%

L'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** risulta costituito da:

- obbligazioni per 46.155 milioni di euro, di cui 27.769 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili (green bond e sustainability-linked bond), in diminuzione di 1.445 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto dei rimborsi effettuati nel corso dell'anno e delle variazioni positive di cambio che hanno più che compensato le nuove emissioni del periodo, tra le quali si evidenzia un'emissione multi-tranche sustainability-linked nel mese di febbraio 2025, pari a 2.000 milioni di euro emesso da Enel Finance International. Si segnala inoltre un'emissione multi-tranche nel mese di settembre 2025, pari a 4.500 milioni di dollari statunitensi (corrispondenti a circa 3.800 milioni di euro) emesso da Enel Finance International;
- finanziamenti bancari pari a 16.545 milioni di euro, di cui 14.662 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, in aumento di 48 milioni di euro rispetto all'anno precedente;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.250 milioni di euro, in diminuzione di 156 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un decremento di 684 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024, è pari a 2.975 milioni di euro ed è costituito da commercial paper, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, pari a 2.342 milioni di euro, cash collateral pari a 289 milioni di euro, altri debiti finanziari a breve pari a 152 milioni di euro e altri finanziamenti a breve verso banche pari a 192 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari a 11.743 milioni di euro, registrano un decremento di 3.652 milioni di euro rispetto a fine 2024 per effetto principalmente della riduzione della voce "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve termine" per 2.894 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La finanza sostenibile

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.
Nel 2025, l'energia a zero emissioni generata dal Gruppo è risultata pari all'83% rispetto al 45% del 2015. Come risultato, le emissioni assolute totali di CO_2 sono diminuite di circa il 67% rispetto al 2017. Parallelamente, Enel ha ottimizzato anche il proprio allineamento alla tassonomia europea, raggiungendo al 31 dicembre 2025 una percentuale di Capex allineata alla stessa superiore all'80%. Ciò ha consentito al Gruppo di raggiungere una percentuale di finanza sostenibile al 31 dicembre 2025 pari al 65%.

Il modello di business di Enel è oggi intrinsecamente orientato alla transizione energetica. Di conseguenza, il Gruppo non riscontra più la necessità di ricorrere a strumenti di finanza sostenibile legati a specifici obiettivi di sostenibilità, allineando così la propria strategia di funding al profilo complessivo del Gruppo. Tale scelta consentirà di garantire un accesso efficiente e flessibile ai mercati globali dei capitali e comporterà una revisione della definizione di finanza sostenibile e della relativa percentuale di riferimento, in linea con i più recenti standard internazionali. Resta invariato il focus del Gruppo sul raggiungimento dell'obiettivo di azzeramento delle emissioni entro il 2040.

Finanza sustainability-linked

In linea con il Sustainability-Linked Financing Framework pubblicato da Enel sul proprio sito web, Enel emette e struttura strumenti finanziari legati al raggiungimento di predeterminati Sustainability Performance Targets (SPT).
Enel ha emesso complessivamente circa 34.000 milioni di euro equivalenti di Sustainability-Linked Bond, dei quali 27.055 milioni di euro in essere al 31 dicembre 2025.
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	2025	2025	2026	2027	2030	2040
KPI #1[1] Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	**97**	130	125	115	72	-
KPI #2 Intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	**108**	135	135	125	73	-
KPI #3 Emissioni assolute di GES Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)[2]	**12,7**	18,8	18	16,5	10,3	-
KPI #4 Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	**69,90**	73,00	74,00	75,00	80,00	100,00
KPI #5 Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	**85,2**	>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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Al 31 dicembre 2025, il KPI #4 si è attestato al 69,90% della capacità di generazione totale (al netto dei sistemi BESS e della capacità gestita), risultando inferiore al target del 73%. Tale scostamento è interamente ascrivibile al mantenimento in perimetro di alcuni impianti termici a carbone in Italia, a causa della mancata ricezione dei formali riscontri da parte delle autorità competenti in merito alle richieste di phase-out formulate sin dal 2024 (si rimanda al capitolo sugli aspetti normativi e tariffari della generazione in Italia).

Sotto il profilo economico-patrimoniale, il mancato raggiungimento dell'indicatore non ha comportato alcun impatto sugli oneri finanziari consolidati. Per l'esercizio 2025, infatti, il Gruppo non ha in essere strumenti di finanza sostenibile (per es., sustainability-linked bond) il cui costo sia subordinato al raggiungimento di questo specifico target. Di conseguenza, non si è innescato alcun meccanismo di penalizzazione economica o di step-up sui tassi di interesse applicati alle passività finanziarie.

Finanza con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione

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 10,8 miliardi di euro. Più in particolare, nel corso del 2025 il Gruppo ha siglato prestiti di tale natura per un totale di circa 2,2 miliardi di euro. Tra le principali operazioni si evidenzia il finanziamento General Corporate Purpose e Sustainability-Linked per complessivi 756 milioni di euro, firmato con l'agenzia di credito all'esportazione danese, EIFO, in favore di diverse sussidiarie del Gruppo Enel.

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 1.250 milioni di euro ancora in circolazione al 31 dicembre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati economici per Settore

La rappresentazione dei risultati economici per Settore di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo e per comunicare al mercato i propri risultati, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo.
La Linea di Business 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 considerando che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.
A tale proposito si evidenzia che dal 2025 il management, nel rappresentare i risultati per Settore di attività, ha ritenuto opportuno associare alle operazioni della distribuzione di energia, e quindi all'ambito del business di Enel Grids, le performance di alcune attività precedentemente considerate nell'ambito del business dei Mercati finali in America Latina, anche in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, il management, a seguito di una modifica organizzativa, ha deciso di riallocare i dati economici e patrimoniali della società 3SUN da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi. A seguito delle modifiche sopra descritte, i dati riferiti all'anno precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.
La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

REGIONI/ PAESI	GENERAZIONE TERMOELETTRICA	TRADING	ENEL GREEN POWER	ENEL GRIDS	MERCATI FINALI	HOLDING E SERVIZI
Italia	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iberia	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Resto del Mondo						
Argentina		✓	✓	✓	✓	✓
Brasile		✓	✓	✓	✓	✓
Cile	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Colombia e Centro America	✓	✓	✓	✓	✓	
Stati Uniti e Canada		✓	✓	✓	✓	✓
Messico		✓	✓		✓	
Altri Paesi	✓	✓	✓		✓	✓

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati per Settore del 2025 e del 2024

Risultati 2025

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	18.615	7.551	20.295	33.776	109	80.346	-	80.346
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.307	4.098	2.516	1.490	2.014	19.425	(19.425)	-
Totale ricavi	**27.922**	**11.649**	**22.811**	**35.266**	**2.123**	**99.771**	**(19.425)**	**80.346**
Risultati netti da contratti su commodity	1.226	73	-	(559)	7	747	-	747
Margine operativo lordo	**2.725**	**6.502**	**8.879**	**4.177**	**(210)**	**22.073**	**-**	**22.073**
Ammortamenti e impairment	1.989	3.253	3.471	1.598	229	10.540	-	10.540
Risultato operativo	**735**	**3.250**	**5.408**	**2.579**	**(439)**	**11.533**	**-**	**11.533**
Investimenti	**591**	**1.939[2]**	**7.029**	**850**	**262**	**10.671**	**-**	**10.671**

(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 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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	22.126	37.538	(12)	78.947	-	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	13.921	3.299	2.789	2.644	1.956	24.609	(24.609)	-
Totale ricavi	**24.276**	**12.239**	**24.915**	**40.182**	**1.944**	**103.556**	**(24.609)**	**78.947**
Risultati netti da contratti su commodity	1.673	(22)	-	(1.171)	(3)	477	-	477
Margine operativo lordo	**3.168**	**6.675**	**10.512**	**4.270**	**(559)**	**24.066**	**-**	**24.066**
Ammortamenti e impairment	848	2.109	3.341	2.014	260	8.572	-	8.572
Risultato operativo	**2.320**	**4.566**	**7.171**	**2.256**	**(819)**	**15.494**	**-**	**15.494**
Investimenti	**673[2]**	**3.055[3]**	**5.868[4]**	**971[5]**	**254[6]**	**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".
(3) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nella tabella seguente è presentato il margine operativo lordo ordinario, per i due periodi a confronto, per ciascuna Linea di Business e con evidenza dell'Area Geografica di riferimento. Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti, secondo quanto meglio indicato nel paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". La riconciliazione di tale indicatore con il margine operativo lordo è riportata nel paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Margine operativo lordo ordinario[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	2025	2024	2025-2024	2025	2024	2025-2024	2025	2024	2025-2024
Italia	**1.426**	**1.732**	**(306)**	**2.305**	**2.314**	**(9)**	**4.418**	**4.023**	**395**
Iberia	**1.652**	**1.491**	**161**	**941**	**999**	**(58)**	**1.991**	**1.820**	**171**
Resto del Mondo	**52**	**19**	**33**	**3.536**	**4.018**	**(482)**	**2.471**	**2.357**	**114**
Argentina	-	-	-	28	18	10	171	24	147
Brasile	(5)	1	(6)	531	579	(48)	1.471	1.503	(32)
Cile	47	(41)	88	1.050	1.269	(219)	162	60	102
Colombia e Centro America	17	(16)	33	883	685	198	667	664	3
Colombia	*20*	*(14)*	*34*	*702*	*522*	*180*	*667*	*664*	*3*
Costa Rica	-	-	-	*13*	*14*	*(1)*	-	-	-
Guatemala	*(1)*	*(1)*	-	*37*	*36*	*1*	-	-	-
Panama	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*131*	*113*	*18*	-	-	-
Stati Uniti e Canada	(37)	(9)	(28)	899	1.205	(306)	-	-	-
Messico	1	5	(4)	89	92	(3)	-	-	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	29	79	(50)	56	170	(114)	-	106	(106)
Perù	*29*	*79*	*(50)*	-	*96*	*(96)*	-	*106*	*(106)*
Europa e Africa	-	-	-	*52*	*72*	*(20)*	-	-	-
Asia e Oceania	-	-	-	*4*	*2*	*2*	-	-	-
Altro	**9**	**3**	**6**	**-**	**(15)**	**15**	**16**	**(1)**	**17**
Totale	**3.139**	**3.245**	**(106)**	**6.782**	**7.316**	**(534)**	**8.896**	**8.199**	**697**

(1) Il margine operativo lordo ordinario non include talune partite non ordinarie rispetto ai modelli di business adottati dal Gruppo. Per la riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Mercati finali			Holding e Servizi			Totale		
2025	**2024**	**2025-2024**	**2025**	**2024**	**2025-2024**	**2025**	**2024**	**2025-2024**
2.872	**3.159**	**(287)**	**110**	**61**	**49**	**11.131**	**11.289**	**(158)**
1.090	**1.034**	**56**	**24**	**(5)**	**29**	**5.698**	**5.339**	**359**
200	**147**	**53**	**(60)**	**(115)**	**55**	**6.199**	**6.426**	**(227)**
-	5	(5)	(3)	(1)	(2)	196	46	150
17	12	5	(25)	(34)	9	1.989	2.061	(72)
80	84	(4)	(27)	(78)	51	1.312	1.294	18
74	53	21	-	-	-	1.641	1.386	255
74	*53*	*21*	-	-	-	*1.463*	*1.225*	*238*
-	-	-	-	-	-	*13*	*14*	*(1)*
-	-	-	-	-	-	*36*	*35*	*1*
-	-	-	-	-	-	*129*	*112*	*17*
19	(31)	50	(5)	(1)	(4)	876	1.164	(288)
1	7	(6)	-	-	-	91	104	(13)
9	17	(8)	-	(1)	1	94	371	(277)
(1)	*11*	*(12)*	-	*(1)*	*1*	*28*	*291*	*(263)*
5	*2*	*3*	-	-	-	*57*	*74*	*(17)*
5	*4*	*1*	-	-	-	*9*	*6*	*3*
41	**5**	**36**	**(220)**	**(245)**	**25**	**(154)**	**(253)**	**99**
4.203	**4.345**	**(142)**	**(146)**	**(304)**	**158**	**22.874**	**22.801**	**73**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

Generazione Termoelettrica e Trading

25,1 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

+3,2% rispetto al 2024

58,0 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

-36,8% da impianti a carbone rispetto al 2024

€ 3.139 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 3.245 milioni nel 2024

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2025	2024	2025-2024	
Impianti a carbone	1.503	2.377	(874)	-36,8%
Impianti a olio combustibile e turbogas	5.553	5.606	(53)	-0,9%
Impianti a ciclo combinato	26.056	26.410	(354)	-1,3%
Impianti nucleari	24.924	24.152	772	3,2%
Totale produzione netta	**58.036**	**58.545**	**(509)**	**-0,9%**
- di cui Italia	*8.457*	*9.441*	*(984)*	*-10,4%*
- di cui Iberia	*43.330*	*41.988*	*1.342*	*3,2%*
- di cui Resto del Mondo	*6.249*	*7.116*	*(867)*	*-12,2%*
- di cui Cile	*5.796*	*4.900*	*896*	*18,3%*
- di cui Colombia e Centro America	*189*	*962*	*(773)*	*-80,4%*
- di cui Altri Paesi	*264*	*1.254*	*(990)*	*-78,9%*

L'energia da fonte termoelettrica prodotta nel 2025 registra un decremento di 509 milioni di kWh rispetto al valore registrato nel 2024.

Il decremento della generazione da impianti a carbone per 874 milioni di kWh è riconducibile principalmente alla Colombia (per -774 milioni di kWh) per il maggior ricorso alla produzione da fonte idroelettrica e solare.

Il decremento della generazione da impianti a ciclo combinato e da impianti a olio combustibile e turbogas, rispettivamente per 354 milioni di kWh e 53 milioni di kWh, è riferibile essenzialmente agli effetti della cessione nel corso del primo semestre 2024 di Enel Generación Perú (871 kWh) e al minor ricorso a tali tecnologie in Italia (per 848 milioni di kWh), parzialmente compensato dall'incremento di produzione registrato in Cile (per 896 milioni di kWh) e in Spagna (per 534 milioni di kWh).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Impianti a carbone	4.627	4.627	-	-
Impianti a olio combustibile e turbogas	4.747	4.766	(19)	-0,4%
Impianti a ciclo combinato	12.420	11.622	798	6,9%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	**25.122**	**24.343**	**779**	**3,2%**
- di cui Italia[1]	*11.300*	*10.501*	*799*	*7,6%*
- di cui Iberia	*11.306*	*11.318*	*(12)*	*-0,1%*
- di cui Resto del Mondo	*2.516*	*2.524*	*(8)*	*-0,3%*
- di cui Cile	*1.965*	*1.979*	*(14)*	*-0,7%*
- di cui Colombia e Centro America	*226*	*226*	*-*	*-*
- di cui Altri Paesi	*325*	*319*	*6*	*1,9%*

(1) Si precisa che il dato relativo alla capacità netta installata termoelettrica in Italia include gli impianti a carbone di Brindisi e Torrevaldaliga Nord, corrispondenti a una capacità installata di 3.680 MW, per i quali al dicembre 2025 è terminata la possibilità di utilizzare il carbone (prescrizione AIA). Per tali siti produttivi è stata inoltrata formale istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) per l'autorizzazione alla cessazione definitiva dell'esercizio. Si segnala che, alla data di chiusura dell'esercizio, tale autorizzazione non è stata ancora rilasciata dalle autorità competenti; pertanto, gli impianti rimangono formalmente inclusi nel perimetro di capacità.

La potenza efficiente netta consolidata è in aumento di 779 MW rispetto al 2024 principalmente per l'incremento della capacità produttiva della centrale di Fusina (798 MW), a seguito della prima sincronizzazione della nuova unità a ciclo combinato realizzata nel primo semestre 2025 nell'ambito della riconversione dell'impianto da carbone a gas naturale.

Si riportano di seguito le principali informazioni relative all'anagrafica delle centrali a carbone, gas e ciclo combinato del Gruppo.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Anagrafica centrali					
Numero di centrali a carbone	n.	5	5	-	-
Fattore medio di disponibilità delle centrali a carbone	%	78,4	82,4	(4,0)	-
Efficienza delle centrali a carbone	%	28,1	28,8	(0,7)	-
Età media delle centrali a carbone	anni	39	38	1	2,6%
Numero di centrali a gas	n.	44	44	-	-
Fattore medio di disponibilità delle centrali a gas	%	88,7	93,0	(4,3)	-
Efficienza delle centrali a gas a ciclo aperto/ combinate	%	55,8	50,7	5,1	-
Età media delle centrali a gas a ciclo aperto/ combinate	anni	29	29	-	-

Risultati economici

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi	27.922	24.276	3.646	15,0%
Margine operativo lordo	2.725	3.168	(443)	-14,0%
Margine operativo lordo ordinario	3.139	3.245	(106)	-3,3%
Risultato operativo	735	2.320	(1.585)	-68,3%
Risultato operativo ordinario	2.263	2.397	(134)	-5,6%
Investimenti	591	673[1]	(82)	-12,2%

(1) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2025 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**18.326**	**13.775**	**4.551**	**33,0%**
Iberia	**7.428**	**7.977**	**(549)**	**-6,9%**
Resto del Mondo	**2.201**	**2.497**	**(296)**	**-11,9%**
Argentina	-	1	(1)	-
Brasile	896	796	100	12,6%
Cile	841	990	(149)	-15,1%
Colombia e Centro America	248	353	(105)	-29,7%
- di cui Colombia	*248*	*353*	*(105)*	*-29,7%*
Stati Uniti e Canada	44	65	(21)	-32,3%
Messico	108	128	(20)	-15,6%
Resto del Mondo - Altri Paesi	64	164	(100)	-61,0%
- di cui Perù	*64*	*164*	*(100)*	*-61,0%*
Altro	**80**	**76**	**4**	**5,3%**
Elisioni e rettifiche	**(113)**	**(49)**	**(64)**	**-**
Totale	**27.922**	**24.276**	**3.646**	**15,0%**

I **ricavi** del 2025 sono pari a 27.922 milioni di euro, con un incremento di 3.646 milioni di euro rispetto al 2024.
La variazione è connessa essenzialmente all'incremento, in Italia, delle vendite di commodity sul mercato wholesale, in un contesto di prezzi medi crescenti rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, solo parzialmente compensato dalla diminuzione dei ricavi da vendita gas in Spagna.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**1.426**	**1.732**	**(306)**	**-17,7%**
Iberia	**1.652**	***1.491***	**161**	**10,8%**
Resto del Mondo	**52**	**19**	**33**	**-**
Brasile	(5)	1	(6)	-
Cile	47	(41)	88	-
Colombia e Centro America	17	(16)	33	-
- di cui Colombia	*20*	*(14)*	*34*	-
- di cui Guatemala	*(1)*	*(1)*	-	-
- di cui Panama	*(2)*	*(1)*	*(1)*	-
Stati Uniti e Canada	(37)	(9)	(28)	-
Messico	1	5	(4)	-80,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	29	79	(50)	-63,3%
- di cui Perù	*29*	*79*	*(50)*	*-63,3%*
Altro	**9**	**3**	**6**	**-**
Totale	**3.139**	**3.245**	**(106)**	**-3,3%**

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario**, pari a -106 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente ai minori margini da vendita di commodity nel mercato wholesale che hanno più che compensato i maggiori ricavi della generazione termoelettrica in Italia. Al netto delle variazioni di perimetro connesse alle cessioni effettuate nel 2024 delle attività di generazione convenzionale in Perù, il decremento del margine operativo lordo ordinario è di 68 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo**, pari a 2.725 milioni di euro (3.168 milioni di euro nel 2024), si decrementa di 443 milioni di euro. In particolare, tale variazione risente degli effetti connessi ai fenomeni di business sopra menzionati, delle variazioni di perimetro e del diverso andamento delle componenti non ordinarie nei due periodi a confronto. Queste ultime sono negative per 414 milioni di euro nel 2025 e negative per 77 milioni di euro nel 2024. In particolare, le partite non ordinarie del 2025 ri-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

guardano principalmente l'onere connesso al perfezionamento della cessione della partecipazione residua in Slovenské elektrárne per effetto del rilascio nel Conto economico del periodo di riserve di patrimonio netto negative riferibili alla società; le componenti non ordinarie del 2024 si riferiscono ai proventi connessi alla cessione delle attività di generazione in Perù (44 milioni di euro) e agli oneri per transizione energetica (121 milioni di euro) relativi principalmente agli accantonamenti in Italia per fondo *ex* art. 4 (legge n. 92/2012) e all'adeguamento del fondo connesso al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) in Spagna.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**1.202**	**1.497**	**(295)**	**-19,7%**
Iberia	**1.070**	**942**	**128**	**13,6%**
Resto del Mondo	**(18)**	**(45)**	**27**	**60,0%**
Brasile	(9)	-	(9)	-
Cile	22	(62)	84	-
Colombia e Centro America	(7)	(37)	30	81,1%
- di cui Colombia	*2*	*(28)*	*30*	-
- di cui Guatemala	*(1)*	*(1)*	-	-
- di cui Panama	*(8)*	*(8)*	-	-
Stati Uniti e Canada	(38)	(14)	(24)	-
Messico	(7)	5	(12)	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	21	63	(42)	-66,7%
- di cui Perù	*21*	*63*	*(42)*	*-66,7%*
Altro	**9**	**3**	**6**	**-**
Totale	**2.263**	**2.397**	**(134)**	**-5,6%**

La riduzione del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 28 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente riferiti all'impianto di Fusina.

Il **risultato operativo** del 2025 è pari a 735 milioni di euro (2.320 milioni di euro nel 2024), con un decremento di 1.585 milioni da ricondurre, oltre che ai fenomeni già commentati nel margine operativo lordo, ai maggiori ammortamenti e adeguamenti di valore del 2025 rilevati in Italia e riferiti per 879 milioni di euro agli impianti a cicli combinati a gas (CCGT), per 189 milioni di euro agli impianti a carbone e per 46 milioni di euro all'impianto di rigassificazione di Porto Empedocle.
Tali adeguamenti di valore riflettono le dinamiche di phase-out dal carbone e la diversa strategia nella gestione del portafoglio degli impianti a gas e ciclo combinato, in un contesto di sempre maggiore transizione verso la generazione da fonti rinnovabili.

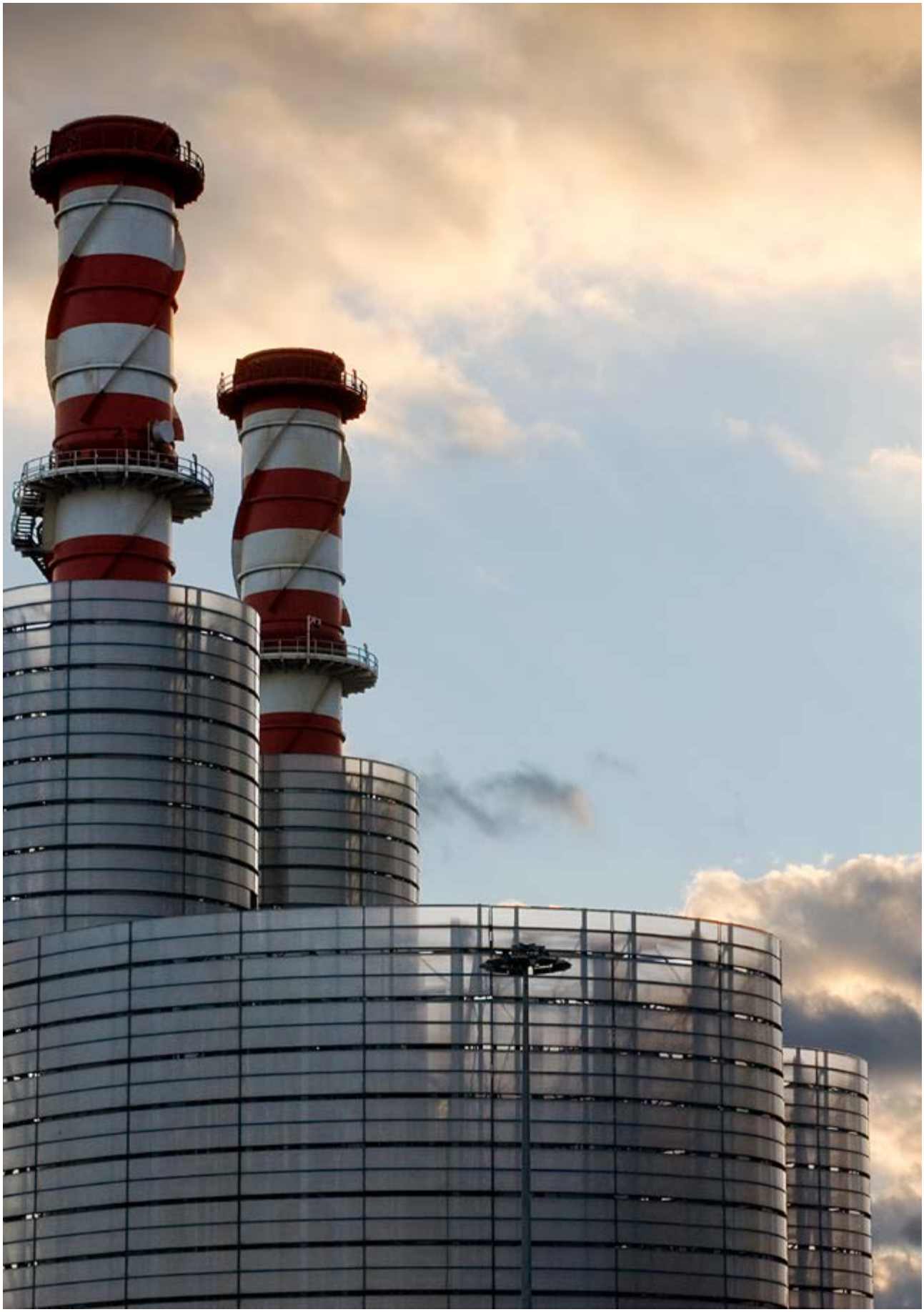
Investimenti

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**151**	**269**	**(118)**	**-43,9%**
Iberia	**303**	**314**	**(11)**	**-3,5%**
Resto del Mondo	**135**	**88**	**47**	**53,4%**
Cile	120	76	44	57,9%
Colombia e Centro America	13	12	1	8,3%
Resto del Mondo - Altri Paesi	2	-	2	-
Altro	**2**	**2**	**-**	**-**
Totale	**591**	**673**(1)	**(82)**	**-12,2%**

(1) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2025 si riducono di 82 milioni di euro, in linea con la strategia di riconversione della capacità produttiva nell'ambito dei progetti di transizione energetica.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket sdir storage

VChain

Enel Green Power

61,9 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA CONSOLIDATA RINNOVABILE(1)

71,1% della potenza totale del Gruppo

€ 6.782 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 7.316 milioni nel 2024

128,06 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA CONSOLIDATA RINNOVABILE(2)

68,8% della produzione netta di energia elettrica totale del Gruppo

€ 1.939 milioni

INVESTIMENTI(3)

18,2% sul totale investimenti del Gruppo

(1) Il dato include la capacità effciente da Battery Energy Storage Systems (BESS) come capacità rinnovabile.
(2) 200,3 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (206,9 TWh al 31 dicembre 2024); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2025, a 142,3 TWh (148,3 al 31 dicembre 2024).
(3) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2025	2024	2025-2024	
Idroelettrica	58.939	64.358	(5.419)	-8,4%
Geotermoelettrica	5.323	5.500	(177)	-3,2%
Eolica	44.396	46.078	(1.682)	-3,7%
Solare	19.366	17.356	2.010	11,6%
Altre fonti	40	36	4	11,1%
Totale produzione netta	**128.064**	**133.328**	**(5.264)**	**-3,9%**
- di cui Italia	*23.161*	*25.341*	*(2.180)*	*-8,6%*
- di cui Iberia	*17.682*	*17.792*	*(110)*	*-0,6%*
- di cui Resto del Mondo	*87.221*	*90.195*	*(2.974)*	*-3,3%*
- di cui Argentina	*2.369*	*2.990*	*(621)*	*-20,8%*
- di cui Brasile	*19.999*	*20.740*	*(741)*	*-3,6%*
- di cui Cile	*15.787*	*19.738*	*(3.951)*	*-20,0%*
- di cui Colombia e Centro America	*18.667*	*15.672*	*2.995*	*19,1%*
- di cui Stati Uniti e Canada	*26.617*	*25.251*	*1.366*	*5,4%*
- di cui Messico	*2.483*	*2.084*	*399*	*19,1%*
- di cui Altri Paesi	*1.299*	*3.720*	*(2.421)*	*-65,1%*

Nell'esercizio 2025 la produzione netta complessiva di energia elettrica registra un decremento di 5.264 kWh rispetto ai valori generati nell'esercizio 2024, principalmente per effetto della minore produzione idroelettrica ed eolica, solo in parte compensata dalla più alta produzione da fonte solare.
La riduzione della produzione idroelettrica è riconducibile principalmente alla cessione delle attività di generazione rinnovabile in Perù avvenuta nel secondo trimestre 2024 (1.819 milioni di kWh) e alla minore idraulicità registrata in diversi Paesi, con un impatto significativo in Italia (2.412 milioni di kWh), oltre che in Cile (3.350 milioni di kWh), Argentina (621 milioni di kWh) e Brasile (481 milioni di kWh). Tali variazioni sono solo in parte compensate dalla maggiore produzione registrata in Colombia e Centro America (2.560 milioni di kWh) e Iberia (775 milioni di kWh).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La produzione eolica si riduce principalmente in Iberia (618 milioni di kWh), in Brasile (599 milioni di kWh) negli Stati Uniti (530 milioni di kWh), in Perù (238 milioni di kWh), quest'ultima per gli effetti delle cessioni realizzate nel primo semestre 2024, in Cile (87 milioni di kWh) e in Italia (89 milioni di kWh). Tali effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore produzione registrata in Messico (398 milioni di kWh).

La produzione da fonte solare risulta in crescita prevalentemente negli Stati Uniti (1.764 milioni di kWh), in Colombia (444 milioni di kWh), Brasile (422 milioni di kWh) e Italia (333 milioni di kWh), per effetto dei nuovi impianti entrati in produzione nel 2025. Tale aumento è stato in parte compensato dalla minore produzione in Cile (353 milioni di kWh) e in Iberia (268 milioni di kWh), nonché in Perù (257 milioni di kWh) per la variazione di perimetro sopra menzionata.

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Idroelettrica	28.320	27.697	623	2,2%
Geotermoelettrica	860	860	-	-
Eolica	16.184	15.739	445	2,8%
Solare	13.053	12.306	747	6,1%
BESS	3.441	2.847	594	20,9%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	**61.864**	**59.455**	**2.409**	**4,1%**
- di cui Italia	*16.854*	*16.255*	*599*	*3,7%*
- di cui Iberia	*11.310*	*10.137*	*1.173*	*11,6%*
- di cui Resto del Mondo	*33.700*	*33.063*	*637*	*1,9%*
- di cui Argentina	*1.328*	*1.328*	*-*	*-*
- di cui Brasile	*6.622*	*6.622*	*-*	*-*
- di cui Cile	*6.939*	*6.904*	*35*	*0,5%*
- di cui Colombia e Centro America	*4.958*	*4.691*	*267*	*5,7%*
- di cui Stati Uniti e Canada	*11.905*	*11.621*	*284*	*2,4%*
- di cui Messico	*1.164*	*1.164*	*-*	*-*
- di cui Altri Paesi	*784*	*733*	*51*	*7,0%*

L'incremento della potenza efficiente netta è dovuto principalmente all'aumento della capacità idroelettrica in Spagna connesso all'acquisizione di un portafoglio di impianti idroelettrici (623 MW), all'acquisizione di impianti eolici negli Stati Uniti (284 MW), in Spagna (99 MW) e in Germania (51 MW), al completamento ed entrata in esercizio di impianti solari in Spagna, Cile, Colombia e Italia (747 MW) e all'aumento della capacità dello storage (BESS) in Italia (594 MW).

Risultati economici

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi	11.649	12.239	(590)	-4,8%
Margine operativo lordo	6.502	6.675	(173)	-2,6%
Margine operativo lordo ordinario	6.782	7.316	(534)	-7,3%
Risultato operativo	3.250	4.566	(1.316)	-28,8%
Risultato operativo ordinario	4.770	5.586	(816)	-14,6%
Investimenti	1.939[1]	3.055[2]	(1.116)	-36,5%

(1) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2025 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**4.249**	**4.102**	**147**	**3,6%**
Iberia	**1.258**	**1.420**	**(162)**	**-11,4%**
Resto del Mondo	**6.116**	**6.682**	**(566)**	**-8,5%**
Argentina	39	45	(6)	-13,3%
Brasile	981	946	35	3,7%
Cile	2.160	1.852	308	16,6%
Colombia e Centro America	1.309	1.496	(187)	-12,5%
- di cui Colombia	*1.010*	*1.179*	*(169)*	*-14,3%*
- di cui Costa Rica	*19*	*20*	*(1)*	*-5,0%*
- di cui Guatemala	*92*	*84*	*8*	*9,5%*
- di cui Panama	*188*	*213*	*(25)*	*-11,7%*
Stati Uniti e Canada	1.290	1.803	(513)	-28,5%
Messico	225	242	(17)	-7,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	112	298	(186)	-62,4%
- di cui Perù	*-*	*160*	*(160)*	*-*
- di cui Europa e Africa	*101*	*124*	*(23)*	*-18,5%*
- di cui Asia e Oceania	*11*	*14*	*(3)*	*-21,4%*
Altro	**253**	**261**	**(8)**	**-3,1%**
Elisioni e rettifiche	**(227)**	**(226)**	**(1)**	**-0,4%**
Totale	**11.649**	**12.239**	**(590)**	**-4,8%**

La riduzione dei **ricavi** rispetto al precedente esercizio è riconducibile principalmente ai minori proventi realizzati tramite accordi di tax partnership negli Stati Uniti (707 milioni di euro), nonché alla cessione delle attività rinnovabili in Perù avvenuta nel secondo trimestre 2024 (160 milioni di euro) e ai minori volumi di energia elettrica venduti in Colombia e Centro America (187 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità vendute in Cile (398 milioni di euro) e negli Stati Uniti (110 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**2.305**	**2.314**	**(9)**	**-0,4%**
Iberia	**941**	**999**	**(58)**	**-5,8%**
Resto del Mondo	**3.536**	**4.018**	**(482)**	**-12,0%**
Argentina	28	18	10	55,6%
Brasile	531	579	(48)	-8,3%
Cile	1.050	1.269	(219)	-17,3%
Colombia e Centro America	883	685	198	28,9%
- di cui Colombia	*702*	*522*	*180*	*34,5%*
- di cui Costa Rica	*13*	*14*	*(1)*	*-7,1%*
- di cui Guatemala	*37*	*36*	*1*	*2,8%*
- di cui Panama	*131*	*113*	*18*	*15,9%*
Stati Uniti e Canada	899	1.205	(306)	-25,4%
Messico	89	92	(3)	-3,3%
Resto del Mondo - Altri Paesi	56	170	(114)	-67,1%
- di cui Perù	*-*	*96*	*(96)*	*-*
- di cui Europa e Africa	*52*	*72*	*(20)*	*-27,8%*
- di cui Asia e Oceania	*4*	*2*	*2*	*-*
Altro	**-**	**(15)**	**15**	**-**
Totale	**6.782**	**7.316**	**(534)**	**-7,3%**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2025 diminuisce di 534 milioni di euro rispetto al 2024.
La diminuzione risulta essere di 422 milioni di euro al netto delle variazioni di perimetro, se si considera che il margine operativo lordo ordinario del 2024 riflette anche il contributo delle attività di generazione rinnovabile in Perù cedute nel secondo trimestre 2024.
Tale variazione è principalmente imputabile agli Stati Uniti per i minori proventi da accordi di tax partnership (707 milioni di euro), solo parzialmente compensati dagli effetti della maggiore produzione (338 milioni di euro), nonché alla riduzione del margine operativo lordo ordinario in Cile generata dalla minore produzione dell'esercizio, principalmente da fonte idrica, e all'andamento negativo delle variazioni di cambio (186 milioni di euro).
La riduzione è stata solo parzialmente compensata dai migliori margini realizzati in Colombia.

Il **margine operativo lordo**, pari a 6.502 milioni di euro (6.675 milioni di euro nel 2024), si riduce di 173 milioni di euro, nonostante quanto già commentato con riferimento al margine operativo lordo ordinario, per via del differente peso delle componenti non ordinarie. Infatti, nel 2024, il margine operativo lordo includeva il rilascio della riserva per operazioni di copertura cambio in Cile (607 milioni di euro), a seguito della variazione di moneta funzionale da peso cileno a dollaro statunitense, e il provento derivante dalla cessione delle attività della generazione rinnovabile in Perù (65 milioni di euro).
Nel 2025, invece, il margine operativo lordo include 57 milioni di euro di oneri relativi al perfezionamento dell'operazione di asset swap negli Stati Uniti, la componente variabile relativa ai canoni per concessioni idroelettriche in Italia per 124 milioni di euro e 79 milioni di euro di oneri accessori legati ad adeguamenti di valore di taluni progetti in sviluppo in Spagna, Colombia e Messico.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**1.861**	**1.948**	**(87)**	**-4,5%**
Iberia	**572**	**686**	**(114)**	**-16,6%**
Resto del Mondo	**2.366**	**2.985**	**(619)**	**-20,7%**
Argentina	26	12	14	-
Brasile	346	398	(52)	-13,1%
Cile	797	1.054	(257)	-24,4%
Colombia e Centro America	768	572	196	34,3%
- di cui Colombia	*629*	*458*	*171*	*37,3%*
- di cui Costa Rica	*4*	*7*	*(3)*	*-42,9%*
- di cui Guatemala	*23*	*14*	*9*	*64,3%*
- di cui Panama	*112*	*93*	*19*	*20,4%*
Stati Uniti e Canada	391	771	(380)	-49,3%
Messico	17	54	(37)	-68,5%
Resto del Mondo - Altri Paesi	21	124	(103)	-83,1%
- di cui Perù	*-*	*85*	*(85)*	*-*
- di cui Europa e Africa	*23*	*42*	*(19)*	*-45,2%*
- di cui Asia e Oceania	*(2)*	*(3)*	*1*	*33,3%*
Altro	**(29)**	**(33)**	**4**	**12,1%**
Totale	**4.770**	**5.586**	**(816)**	**-14,6%**

La riduzione del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo ordinario, oltre che dei maggiori ammortamenti registrati per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti principalmente in Italia, Spagna e negli Stati Uniti nel corso dei 12 mesi precedenti.

Il **risultato operativo**, pari a 3.250 milioni di euro (4.566 milioni di euro nel 2024), si riduce di 1.316 milioni di euro sostanzialmente a causa dei fenomeni già citati nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti dell'esercizio (411 milioni di euro). Inoltre, il risultato operativo del 2025 include componenti non ordinarie pari a 1.520 milioni di euro, le quali fanno riferimento, oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo, a sistemi di accumulo ibridi negli Stati Uniti (606 milioni di euro), impianti eolici in Canada (133 milioni di euro), impianti eolici e fotovoltaici in Messico (113 milioni di euro) e progetti di sviluppo di energia rinnovabile (302 milioni di euro), principalmente in Spagna e negli

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Stati Uniti. Tale valore è maggiore delle componenti non ordinarie, pari a 379 milioni di euro, incluse nel risultato operativo 2024, e non già ricomprese nel margine operativo lordo, di cui 334 milioni di euro facevano riferimento ad adeguamenti di valore di impianti eolici e fotovoltaici.

Investimenti

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**809**	**858**	**(49)**	**-5,7%**
Iberia	**358**	**423**	**(65)**	**-15,4%**
Resto del Mondo	**762**	**1.761**	**(999)**	**-56,7%**
Brasile	114	409	(295)	-72,1%
Cile	143	328	(185)	-56,4%
Colombia e Centro America	328	178	150	84,3%
Messico	21	26	(5)	-19,2%
Stati Uniti e Canada	139	817	(678)	-83,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	17	3	14	-
- di cui Europa e Africa	*17*	*1*	*16*	-
- di cui Asia e Oceania	*-*	*2*	*(2)*	-
Altro	**10**	**13**	**(3)**	**-23,1%**
Totale	**1.939**[(1)]	**3.055**[(2)]	**(1.116)**	**-36,5%**

(1) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2025, non inclusivi delle acquisizioni di impianti già operativi (brownfield), registrano una riduzione di 1.116 milioni di euro rispetto al valore dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. La diminuzione ha riguardato principalmente le attività negli Stati Uniti (678 milioni di euro), in Brasile (295 milioni di euro), Cile (185 milioni di euro), Spagna (65 milioni di euro) e Italia (49 milioni di euro). Tale riduzione complessiva è stata solo parzialmente compensata dai maggiori investimenti rilevati in Colombia e Centro America (150 milioni di euro).
La riduzione riflette il diverso approccio alla selezione degli investimenti, con maggior focus verso impianti brownfield in modo da massimizzare il ritorno finanziario e bilanciare l'equilibrio rischio/rendimento. Se si considera tra gli investimenti brownfield l'acquisizione in Spagna di 34 impianti idroelettrici per 961 milioni di euro e quella di un portafoglio di impianti eolici per 45 milioni di euro, negli Stati Uniti di due impianti eolici, nell'ambito di un accordo di asset swap, per 44 milioni di euro, in Germania di due impianti eolici per 44 milioni di euro, l'ammontare degli investimenti effettuati nel periodo risulta essere sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

Enel Grids

474,7 TWh

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL

481,2 TWh nel 2024

€ 8.896 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 8.199 milioni nel 2024

€ 7.029 milioni

INVESTIMENTI

65,9% sul totale investimenti del Gruppo

Dati operativi

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	2025	2024	2025-2024	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	474.741	481.212	(6.471)	-1,3%
- di cui Italia	*208.227*	*217.363*	*(9.136)*	*-4,2%*
- di cui Iberia	*143.554*	*138.580*	*4.974*	*3,6%*
- di cui Resto del Mondo	*122.960*	*125.269*	*(2.309)*	*-1,8%*
- di cui Argentina	*17.658*	*17.551*	*107*	*0,6%*
- di cui Brasile	*75.424*	*73.942*	*1.482*	*2,0%*
- di cui Cile	*14.389*	*14.648*	*(259)*	*-1,8%*
- di cui Colombia e Centro America	*15.489*	*15.420*	*69*	*0,4%*
- di cui Altri Paesi	*-*	*3.708*	*(3.708)*	*-*
Utenti finali con smart meter attivi (n.)[1]	46.204.043	45.181.536	1.022.507	2,3%

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 30,6 milioni nel 2025 e 30,5 milioni nel 2024.

Nel corso del 2025 l'energia trasportata sulla rete Enel si decrementa dell'1,3% sostanzialmente per la cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in Italia relativa ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia avvenuta a dicembre 2024 (-8,8 TWh) e per la cessione, avvenuta nel primo semestre 2024, delle attività di distribuzione possedute in Perù (-3,7 TWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità di energia vettoriata in Spagna.

Se si escludono gli effetti delle due citate cessioni, l'energia trasportata sulla rete di Enel si incrementa di 6,1 TWh rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	2025	2024	2025-2024	
SAIFI (n. medio)[1]				
Italia	*1,8*	*1,8*	*-*	*-*
Iberia	*1,1*	*0,9*	*0,2*	*22,2%*
Argentina	*9,6*	*8,0*	*1,6*	*20,0%*
Brasile	*3,4*	*3,0*	*0,4*	*13,3%*
Cile	*1,4*	*1,4*	*-*	*-*
Colombia	*4,0*	*4,5*	*(0,5)*	*-11,1%*

(1) Il dato del 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Durata media di interruzioni per cliente

	2025	2024	2025-2024	
SAIDI (minuti medi)[1]				
Italia	*43,5*	*44,8*	*(1,3)*	*-2,9%*
Iberia	*56,8*	*50,9*	*5,9*	*11,6%*
Argentina	*1.199,3*	*974,0*	*225,3*	*23,1%*
Brasile	*361,1*	*365,3*	*(4,2)*	*-1,1%*
Cile	*165,2*	*173,0*	*(7,8)*	*-4,5%*
Colombia	*333,6*	*369,1*	*(35,5)*	*-9,6%*

(1) Il valore del 2024 è stato rideterminato per tener conto delle modifiche alle regole di calcolo effettuate nel 2025, che escludono le interruzioni causate da clienti, contatti accidentali o danneggiamento di conduttori causati da terzi.

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 Colombia e Cile, mentre in Argentina permane comunque elevato a causa di eventi meteo particolarmente avversi.

Perdite di rete

	2025	2024	2025-2024	
Perdite di rete (% media)[1]				
Italia[2]	*4,7*	*4,7*	*-*	*-*
Iberia	*6,3*	*6,4*	*(0,1)*	*-1,6%*
Argentina	*18,2*	*17,2*	*1,0*	*5,8%*
Brasile	*14,5*	*13,3*	*1,2*	*9,0%*
Cile	*6,6*	*5,8*	*0,8*	*13,8%*
Colombia	*7,6*	*7,5*	*0,1*	*1,3%*

(1) Il dato del 2024 è stato rideterminato in relazione a un aggiornamento della metodologia di calcolo, passata da LTM (Last Twelve Months) a YTD (Year-to-Date).
(2) La percentuale media di perdite tecniche in Italia è di 4,0 al 31 dicembre 2025 e di 3,9 al 31 dicembre 2024.

Risultati economici

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi	22.811	24.915	(2.104)	-8,4%
Margine operativo lordo	8.879	10.512	(1.633)	-15,5%
Margine operativo lordo ordinario	8.896	8.199	697	8,5%
Risultato operativo	5.408	7.171	(1.763)	-24,6%
Risultato operativo ordinario	5.511	4.858	653	13,4%
Investimenti	7.029	5.868[1]	1.161	19,8%

(1) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e relativi alle attività in Perù.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2025 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**8.844**	**9.281**	**(437)**	**-4,7%**
Iberia	**2.723**	**2.561**	**162**	**6,3%**
Resto del Mondo	**11.227**	**13.042**	**(1.815)**	**-13,9%**
Argentina	1.275	1.301	(26)	-2,0%
Brasile	6.590	6.531	59	0,9%
Cile	1.565	1.585	(20)	-1,3%
Colombia e Centro America	1.797	1.880	(83)	-4,4%
- di cui Colombia	*1.797*	*1.880*	*(83)*	*-4,4%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	1.745	(1.745)	-
- di cui Perù	-	*1.745*	*(1.745)*	-
Altro	**383**	**365**	**18**	**4,9%**
Elisioni e rettifiche	**(366)**	**(334)**	**(32)**	**-9,6%**
Totale	**22.811**	**24.915**	**(2.104)**	**-8,4%**

I **ricavi** rispetto all'esercizio precedente si decrementano di 2.104 milioni di euro, dei quali 1.745 milioni di euro sono legati alla cessione delle attività di distribuzione in Perù avvenuta nel primo semestre 2024 e 989 milioni di euro alla cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica di alcuni comuni delle provincie di Milano e Brescia.

Al netto della citata variazione di perimetro, i ricavi del periodo sono in aumento di 630 milioni di euro rispetto all'analogo periodo di confronto per effetto essenzialmente:

- dell'incremento dei ricavi in Italia, quale conseguenza della forte accelerazione degli investimenti;
- delle maggiori quantità trasportate e degli adeguamenti tariffari in Spagna a seguito della notifica della sentenza della Corte Suprema che ha accolto parzialmente il ricorso presentato da Edistribución Redes Digitales SLU dichiarando la parziale nullità dell'Ordinanza TED/749/2022 del 27 luglio e delle transazioni relative agli anni precedenti;
- del beneficio rilevato in Argentina a valle dell'accordo siglato con il regolatore CAMMESA.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**4.418**	**4.023**	**395**	**9,8%**
Iberia	**1.991**	**1.820**	**171**	**9,4%**
Resto del Mondo	**2.471**	**2.357**	**114**	**4,8%**
Argentina	171	24	147	-
Brasile	1.471	1.503	(32)	-2,1%
Cile	162	60	102	-
Colombia e Centro America	667	664	3	0,5%
- di cui Colombia	*667*	*664*	*3*	*0,5%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	106	(106)	-
- di cui Perù	-	*106*	*(106)*	-
Altro	**16**	**(1)**	**17**	**-**
Totale	**8.896**	**8.199**	**697**	**8,5%**

Il **margine operativo lordo ordinario** aumenta di 697 milioni di euro.
L'incremento risulta essere di 903 milioni di euro su base like for like se si considera che il margine operativo lordo ordinario del 2024 riflette anche il contributo delle attività di distribuzione in Perù (106 milioni) e di quelle relative ad alcuni comuni situati nelle provincie di Milano e Brescia (100 milioni), rispettivamente cedute nel secondo e quarto trimestre 2024.
Tale aumento è ascrivibile principalmente all'Italia per via degli effetti del riconoscimento tariffario legato ai maggiori investimenti eseguiti a partire dal 2023, alla Spagna a seguito del riconoscimento tariffario di rettifiche positive

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sui valori degli anni precedenti e all'Argentina per le dinamiche inflattive tariffarie registrate nel periodo.
Si segnala inoltre che il margine operativo lordo ordinario risente anche della variazione negativa dei tassi di cambio (257 milioni di euro) rilevata nei due periodi di confronto.

Il **margine operativo lordo**, pari a 8.879 milioni di euro (10.512 milioni di euro nel 2024), si decrementa di 1.633 milioni di euro e risente della rilevazione nel periodo di confronto dei proventi sia sulla cessione delle attività di distribuzione del Perù, pari a 1.238 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, solo parzialmente compensati dagli effetti dei fenomeni citati nei risultati ordinari.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**2.947**	**2.570**	**377**	**14,7%**
Iberia	**1.178**	**1.043**	**135**	**12,9%**
Resto del Mondo	**1.381**	**1.248**	**133**	**10,7%**
Argentina	(28)	(160)	132	82,5%
Brasile	793	821	(28)	-3,4%
Cile	75	(11)	86	-
Colombia e Centro America	541	529	12	2,3%
- di cui Colombia	*541*	*529*	*12*	*2,3%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	69	(69)	-
- di cui Perù	-	*69*	*(69)*	-
Altro	**5**	**(3)**	**8**	**-**
Totale	**5.511**	**4.858**	**653**	**13,4%**

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, oltre che dei maggiori ammortamenti per i nuovi investimenti effettuati sulle reti di distribuzione.

Il **risultato operativo**, pari a 5.408 milioni di euro (7.171 milioni di euro nel 2024), si decrementa di 1.763 milioni di euro essenzialmente per effetto dei citati proventi da cessione rilevati nel secondo e quarto trimestre 2024 in Perù e in Italia, nonché dei maggiori ammortamenti legati ai nuovi investimenti sulla rete che sono entrati in esercizio nei trascorsi 12 mesi.

Investimenti

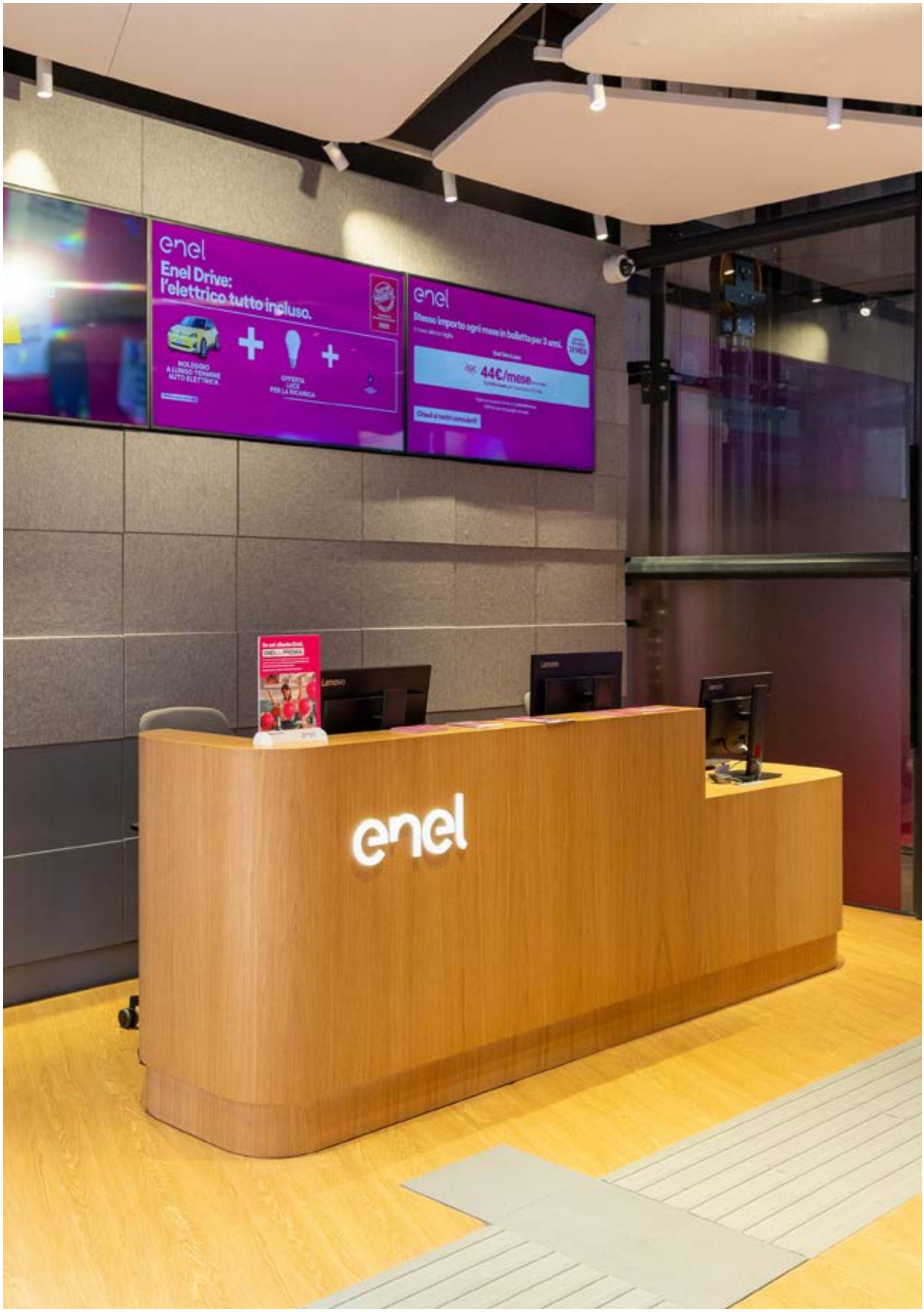
Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**4.303**	**3.530**	**773**	**21,9%**
Iberia	**1.013**	**901**	**112**	**12,4%**
Resto del Mondo	**1.707**	**1.437**	**270**	**18,8%**
Argentina	200	179	21	11,7%
Brasile	1.082	868	214	24,7%
Cile	144	120	24	20,0%
Colombia e Centro America	281	270	11	4,1%
Altro	**6**	**-**	**6**	**-**
Totale	**7.029**	**5.868**[(1)]	**1.161**	**19,8%**

(1) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e relativi alle attività in Perù.

Gli **investimenti** nei due periodi a confronto registrano un incremento di 1.161 milioni di euro. Tale aumento è riconducibile principalmente alle attività in Italia effettuate con obiettivi di sempre maggiore efficienza operativa, qualità e digitalizzazione delle infrastrutture, mentre all'estero hanno riguardato principalmente l'America Latina con l'obiettivo di rendere le reti sempre più resilienti rispetto agli eventi atmosferici.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

Mercati finali

249,9 TWh

EENERGIA ELETTRICA VENDUTA

273,5 TWh nel 2024

€ 4.203 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 4.345 milioni nel 2024

54,4 milioni

CLIENTI RETAIL[1][2]

di cui 22,5 mln mercato libero

(1) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(2) Il dato del 2024 è stato aggiornato per riflettere informazioni più precise.

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	2025	2024	2025-2024	
Mercato libero	158.624	174.715	(16.091)	-9,2%
Mercato regolato	91.266	98.834	(7.568)	-7,7%
Totale	**249.890**	**273.549**	**(23.659)**	**-8,6%**
- di cui Italia	*56.858*	*73.746*	*(16.888)*	*-22,9%*
- di cui Iberia	*75.161*	*74.375*	*786*	*1,1%*
- di cui Resto del Mondo	*117.871*	*125.428*	*(7.557)*	*-6,0%*
- di cui Argentina	*14.363*	*14.350*	*13*	*0,1%*
- di cui Brasile	*65.448*	*66.678*	*(1.230)*	*-1,8%*
- di cui Cile	*23.750*	*25.105*	*(1.355)*	*-5,4%*
- di cui Colombia e Centro America	*14.310*	*14.459*	*(149)*	*-1,0%*
- di cui Altri Paesi	*-*	*4.836*	*(4.836)*	*-*

I minori volumi di energia elettrica venduti sul mercato libero nel 2025 riguardano prevalentemente il segmento di clientela "Business to Business" (B2B). In Italia, dove si è verificata la variazione più significativa per l'adozione di una strategia di vendita focalizzata sui segmenti consumer e small business, il decremento è riferibile sia al mercato libero sia a quello regolato, tenuto conto, per quest'ultimo, anche della modifica regolatoria che ha portato alla chiusura del mercato di maggior tutela a partire dal 1° luglio 2024[28]. La riduzione nei Paesi del Resto del Mondo si riferisce principalmente alla cessione delle attività in Perù.

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3	2025	2024	2025-2024	
Business to Consumer (B2C)	2.880	3.116	(236)	-7,6%
Business to Business (B2B)	3.388	3.938	(550)	-14,0%
Totale	**6.268**	**7.054**	**(786)**	**-11,1%**
- di cui Italia	*3.031*	*3.427*	*(396)*	*-11,6%*
- di cui Iberia	*3.010*	*3.372*	*(362)*	*-10,7%*
- di cui Resto del Mondo	*227*	*255*	*(28)*	*-11,0%*
- di cui Cile	*186*	*192*	*(6)*	*-3,1%*
- di cui Colombia e Centro America	*41*	*63*	*(22)*	*-34,9%*

28. A esclusione dei clienti "vulnerabili".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Demand response e punti luce

	2025	2024	2025-2024	
Demand response (MW)	10.245	9.250	995	10,8%
Punti luce (migliaia di unità)	2.800	2.908	(108)	-3,7%
Punti di ricarica pubblici (n.)[1]	31.572	28.314[2]	3.258	11,5%

(1) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 33.260 al 31 dicembre 2025 e 29.629 al 31 dicembre 2024.
(2) Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Nel 2025, le attività di demand response ammontano a 10.245 MW, in aumento di 995 MW rispetto all'anno precedente, principalmente in Corea del Sud (+463 MW), Italia (+180 MW) e negli Stati Uniti (+132 MW).
I punti di ricarica pubblici nel 2025 sono pari a 31.572 unità con un incremento di 3.258 unità, rispetto allo scorso esercizio, in Italia, Spagna e America Latina.
Infine, i punti luce, legati all'implementazione di sistemi di illuminazione pubblica intelligente e ad alta efficienza energetica, risultano in calo principalmente in Italia (-64.000 unità).

Risultati economici

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi	35.266	40.182	(4.916)	-12,2%
Margine operativo lordo	4.177	4.270	(93)	-2,2%
Margine operativo lordo ordinario	4.203	4.345	(142)	-3,3%
Risultato operativo	2.579	2.256	323	14,3%
Risultato operativo ordinario	2.645	2.484	161	6,5%
Investimenti	850	971[1]	(121)	-12,5%

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2025 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**17.790**	**22.869**	**(5.079)**	**-22,2%**
Iberia	**16.655**	**16.467**	**188**	**1,1%**
Resto del Mondo	**791**	**780**	**11**	**1,4%**
Argentina	-	8	(8)	-
Brasile	77	76	1	1,3%
Cile	143	157	(14)	-8,9%
Colombia e Centro America	168	157	11	7,0%
- di cui Colombia	*168*	*157*	*11*	*7,0%*
Stati Uniti e Canada	241	149	92	61,7%
Messico	3	21	(18)	-85,7%
Resto del Mondo - Altri Paesi	159	219	(60)	-27,4%
- di cui Perù	-	*23*	*(23)*	-
- di cui Europa e Africa	*70*	*76*	*(6)*	*-7,9%*
- di cui Asia e Oceania	*89*	*120*	*(31)*	*-25,8%*
- di cui elisioni	-	-	-	-
Elisioni Resto del Mondo	-	(7)	7	-
Altro	**249**	**239**	**10**	**4,2%**
Elisioni e rettifiche	**(219)**	**(173)**	**(46)**	**-26,6%**
Totale	**35.266**	**40.182**	**(4.916)**	**-12,2%**

I **ricavi** del 2025 si decrementano complessivamente del 12,2%. In particolare, la riduzione dei ricavi in Italia è imputabile sia alla normalizzazione dei livelli di prezzo applicati ai clienti finali, sia alla contrazione delle quantità di energia elettrica e gas vendute, anche per la già citata chiusura del mercato di maggior tutela. Tale decremento è risultato solo parzialmente compensato dall'aumento dei ricavi realizzati in Spagna, conseguente ai maggiori volumi di energia venduti in un contesto di prezzi medi di vendita in aumento, e negli Stati Uniti per i maggiori ricavi dal demand response per le nuove aste di capacity market.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**2.872**	**3.159**	**(287)**	**-9,1%**
Iberia	**1.090**	**1.034**	**56**	**5,4%**
Resto del Mondo	**200**	**147**	**53**	**36,1%**
Argentina	-	5	(5)	-
Brasile	17	12	5	41,7%
Cile	80	84	(4)	-4,8%
Colombia e Centro America	74	53	21	39,6%
- di cui Colombia	*74*	*53*	*21*	*39,6%*
Stati Uniti e Canada	19	(31)	50	-
Messico	1	7	(6)	-85,7%
Resto del Mondo - Altri Paesi	9	17	(8)	-47,1%
- di cui Perù	*(1)*	*11*	*(12)*	-
- di cui Europa e Africa	*5*	*2*	*3*	-
- di cui Asia e Oceania	*5*	*4*	*1*	*25,0%*
Altro	**41**	**5**	**36**	**-**
Totale	**4.203**	**4.345**	**(142)**	**-3,3%**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2025 è pari a 4.203 milioni di euro, in diminuzione di 142 milioni di euro (-3,3%) rispetto al 2024. La diminuzione risulta essere di 131 milioni di euro su base like for like, se si considera che il margine operativo lordo ordinario del 2024 riflette anche il contributo delle attività in Perù cedute nel 2024. La variazione è prevalentemente dovuta ai minori margini rilevati in Italia, per le già citate minori vendite nel mercato retail e per la normalizzazione dei prezzi applicati ai clienti finali, solo parzialmente compensata dai migliori risultati registrati in Spagna e negli Stati Uniti per le motivazioni già citate nel paragrafo dei ricavi.

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 4.177 milioni di euro (4.270 milioni di euro nel 2024) ed è in diminuzione di 93 milioni di euro per effetto di quanto già commentato in precedenza. Si rilevano inoltre, come partite non ordinarie, il rimborso, relativo agli anni 1998-2004, per il servizio di illuminazione pubblica in Colombia, gli oneri per transizione energetica e superamento del servizio di Maggior Tutela relativi al fondo *ex* art. 4 (legge n. 92/2012) in Italia e per il fondo AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) in Spagna.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**1.961**	**1.953**	**8**	**0,4%**
Iberia	**580**	**536**	**44**	**8,2%**
Resto del Mondo	**135**	**51**	**84**	**-**
Argentina	-	5	(5)	-
Brasile	-	(17)	17	-
Cile	70	82	(12)	-14,6%
Colombia e Centro America	59	32	27	84,4%
- di cui Colombia	*59*	*32*	*27*	*84,4%*
Stati Uniti e Canada	4	(61)	65	-
Messico	1	7	(6)	-85,7%
Resto del Mondo - Altri Paesi	1	3	(2)	-66,7%
- di cui Perù	*(1)*	*6*	*(7)*	-
- di cui Europa e Africa	*3*	*(2)*	*5*	-
- di cui Asia e Oceania	*(1)*	*(1)*	-	-
Altro	**(31)**	**(56)**	**25**	**44,6%**
Totale	**2.645**	**2.484**	**161**	**6,5%**

La variazione positiva del **risultato operativo ordinario** è connessa, oltre che agli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario, ai minori ammortamenti e perdite di valore rilevati nel periodo (1.558 milioni di euro nel 2025 contro 1.861 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, si registrano minori adeguamenti di valore dei crediti commerciali per 374 milioni di euro, principalmente in Italia e Spagna, solo parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti riferiti alle capitalizzazioni dei costi per acquisizione clientela.

Il **risultato operativo** del 2025, pari a 2.579 milioni di euro (2.256 milioni di euro nel 2024), risente di quanto commentato nel risultato operativo ordinario e beneficia anche dei minori adeguamenti di valore non ordinari rispetto allo scorso esercizio, principalmente relativi per il 2025 ad adeguamenti di valore di piattaforme software in Italia per 40 milioni di euro, mentre per il 2024 a 175 milioni di euro, che fanno riferimento a piattaforme software in Italia e negli Stati Uniti (91 milioni di euro), attivi di mobilità elettrica (40 milioni di euro) e sistemi di accumulo (44 milioni di euro) negli Stati Uniti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

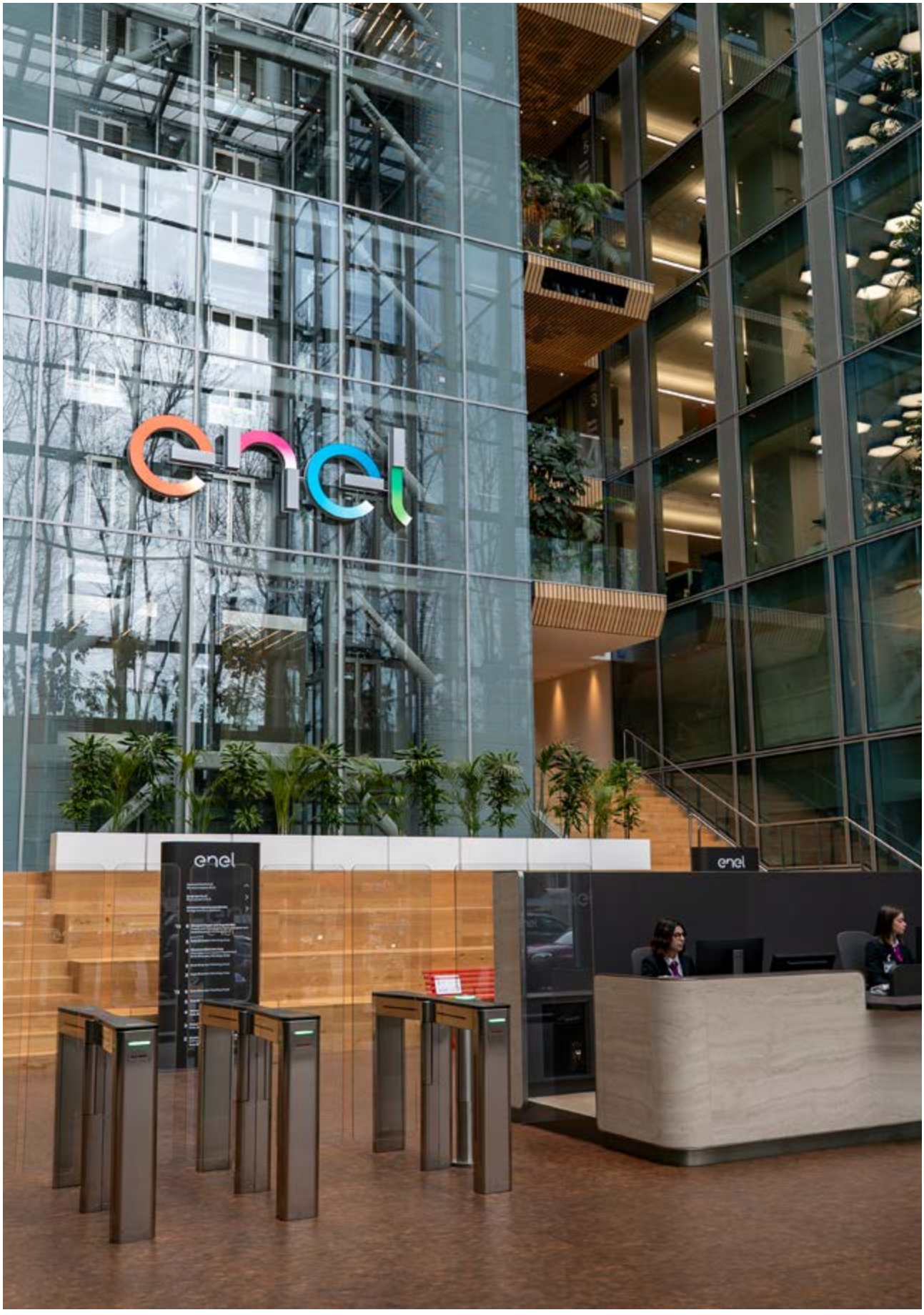
Investimenti

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**471**	**549**	**(78)**	**-14,2%**
Iberia	**302**	**324**	**(22)**	**-6,8%**
Resto del Mondo	**37**	**48**	**(11)**	**-22,9%**
Brasile	7	7	-	-
Cile	2	4	(2)	-50,0%
Colombia e Centro America	20	18	2	11,1%
Stati Uniti e Canada	6	16	(10)	-62,5%
Resto del Mondo - Altri Paesi	2	3	(1)	-33,3%
- di cui Asia e Oceania	*2*	*3*	*(1)*	*-33,3%*
Altro	**40**	**50**	**(10)**	**-20,0%**
Totale	**850**	**971**[1]	**(121)**	**-12,5%**

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** della Linea di Business Mercati finali risultano in diminuzione di 121 milioni di euro e hanno riguardato sostanzialmente Italia e Spagna.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Holding e Servizi

Risultati economici

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi	2.123	1.944	179	9,2%
Margine operativo lordo	(210)	(559)	349	62,4%
Margine operativo lordo ordinario	(146)	(304)	158	52,0%
Risultato operativo	(439)	(819)	380	46,4%
Risultato operativo ordinario	(375)	(564)	189	33,5%
Investimenti	262	254[1]	8	3,1%

(1) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita", relativi prevalentemente agli investimenti del primo semestre 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.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2025 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	2025	2024	2025-2024	
Italia	**772**	**769**	**3**	**0,4%**
Iberia	**427**	**405**	**22**	**5,4%**
Resto del Mondo	**81**	**(11)**	**92**	**-**
Brasile	1	1	-	-
Cile	43	(6)	49	-
Stati Uniti e Canada	40	1	39	-
Elisioni Resto del Mondo	(3)	(7)	4	57,1%
Holding e altro	**1.075**	**990**	**85**	**8,6%**
Elisioni e rettifiche	**(232)**	**(209)**	**(23)**	**-11,0%**
Totale	**2.123**	**1.944**	**179**	**9,2%**

I **ricavi** del 2025 aumentano di 179 milioni di euro rispetto a quelli del 2024. La variazione dei ricavi è riferita prevalentemente ai maggiori servizi di supporto prestati in favore di altre società del Gruppo.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**110**	**61**	**49**	**80,3%**
Iberia	**24**	**(5)**	**29**	**-**
Resto del Mondo	**(60)**	**(115)**	**55**	**47,8%**
Argentina	(3)	(1)	(2)	-
Brasile	(25)	(34)	9	26,5%
Cile	(27)	(78)	51	65,4%
Stati Uniti e Canada	(5)	(1)	(4)	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	(1)	1	-
Holding e altro	**(220)**	**(245)**	**25**	**10,2%**
Totale	**(146)**	**(304)**	**158**	**52,0%**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** nel 2025 di 158 milioni di euro rispetto al 2024 testimonia il progressivo miglioramento delle attività e dei processi gestiti dalle holding del Gruppo, volto a conseguire i livelli di efficacia ed efficienza delineati nel Piano Strategico di Gruppo.

Il **margine operativo lordo** si incrementa di 349 milioni di euro rispetto al 2024 per effetto del miglioramento dei margini della gestione ordinaria e include gli oneri, sostenuti nel 2025, legati a programmi di ristrutturazione aziendale (53 milioni di euro). La variazione positiva risente anche del contributo straordinario di solidarietà in Spagna, pari a 138 milioni di euro, e degli oneri per transizione energetica in Italia e Spagna, per complessivi 103 milioni di euro, rilevati nel 2024.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**42**	**(6)**	**48**	**-**
Iberia	**(16)**	**(45)**	**29**	**64,4%**
Resto del Mondo	**(73)**	**(127)**	**54**	**42,5%**
Argentina	(3)	(1)	(2)	-
Brasile	(31)	(40)	9	22,5%
Cile	(34)	(84)	50	59,5%
Stati Uniti e Canada	(5)	(1)	(4)	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	(1)	1	-
Holding e altro	**(328)**	**(386)**	**58**	**15,0%**
Totale	**(375)**	**(564)**	**189**	**33,5%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2025 si incrementa di 189 milioni di euro. Tale variazione tiene conto dell'incremento del margine operativo lordo ordinario e dei minori ammortamenti per 31 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2025 si incrementa di 380 milioni di euro e risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e dei suddetti minori ammortamenti.

Investimenti

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Italia	**73**	**47**	**26**	**55,3%**
Iberia	**19**	**17**	**2**	**11,8%**
Resto del Mondo	**5**	**14**	**(9)**	**-64,3%**
Brasile	2	2	-	-
Cile	3	12	(9)	-75,0%
Holding e altro	**165**	**176**	**(11)**	**-6,3%**
Totale	**262**	**254**[(1)]	**8**	**3,1%**

(1) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita", relativi prevalentemente agli investimenti del primo semestre 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.

Gli **investimenti** nel 2025 sono in linea con il valore dell'esercizio precedente.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il titolo Enel

Enel e i mercati finanziari

	2025	2024
Margine operativo lordo per azione (euro)	2,17	2,37
Risultato operativo per azione (euro)	1,13	1,52
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,39	0,67
Risultato netto del Gruppo ordinario per azione (euro)	0,69	0,70
Dividendo unitario (euro)	0,49	0,47
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,15	3,32
Prezzo massimo dell'anno (euro)	9,08	7,34
Prezzo minimo dell'anno (euro)	6,65	5,70
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	8,77	6,91
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)(1)	89.191	70.230
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. 133.554.875 azioni proprie nel 2025 e n. 12.079.670 azioni proprie nel 2024.

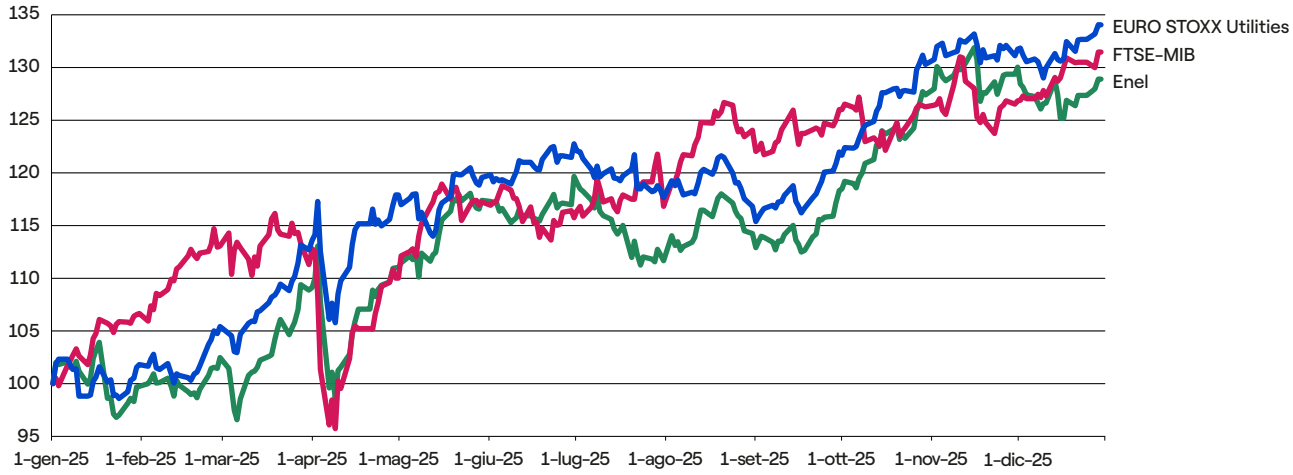
		al 31.12.2025	al 31.12.2024
Rating			
Standard & Poor's	Outlook	POSITIVE	STABLE
	M/L termine	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2
Moody's	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	Baa1	Baa1
	Breve termine	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2025 in rialzo: FTSE-MIB +31,5%; Ibex35 +49,3%; DAX +23,0%; CAC40 +10,4%.
Anche il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio positivamente, con un incremento del 34,1%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2025 si è concluso con una quotazione di 8,88 euro per azione, in rialzo rispetto all'anno precedente (+28,9%), seppur in misura leggermente meno marcata rispetto all'andamento dell'indice italiano e dell'indice settoriale europeo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ANDAMENTO TITOLO ENEL E INDICI EURO STOXX UTILITIES E FTSE-MIB, DAL 1° GENNAIO 2025 AL 31 DICEMBRE 2025



Fonte: Bloomberg.

Il 22 gennaio 2025 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,215 euro relativo agli utili 2024 e il 23 luglio 2025 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,255 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2025 è stato quindi pari a 0,47 euro per azione, in aumento del 9,3% rispetto agli 0,43 euro distribuiti nel 2024.
In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2025, il 21 gennaio 2026 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,23 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 22 luglio 2026.

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 d'azione, coinvolgendo le diverse unità e Linee di Business del Gruppo.

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	SCALA (BASSO | ALTO)
PRINCIPALI RATING ESG			
MSCI	AA	AA	CCC | AAA
Sustainalytics ESG Risk Rating	17,4 (Low risk)	21,6 (Medium risk)	50 | 0
S&P Global ESG	81	78	0 | 100
FTSE Russell ESG	4,8	4,8	0 | 5
ISS ESG Corporate Rating	B	B	D- | A+
CDP	A (climate) A- (water)	A (climate) A- (water)	D- | A

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Clean Industrial Deal (CID)

Per rilanciare la competitività dell'industria europea e accelerarne la decarbonizzazione, la Commissione Europea ha presentato il 26 febbraio 2025 il Clean Industrial Deal, un pacchetto organico che si sviluppa attorno a sei pilastri complementari. Il primo pilastro riguarda l'energia accessibile. Qui l'attenzione è puntata sull'attuazione dell'Electricity Market Design, sull'incremento dell'uso di PPA e CfD. Il secondo pilastro mira a creare un vero lead market per le tecnologie pulite, stimolando domanda e offerta attraverso criteri non di prezzo. Il terzo pilastro è dedicato agli investimenti pubblici e privati. Il quarto pilastro affronta il nodo delle materie prime e della circolarità. Il quinto pilastro punta ai mercati globali: l'UE costruirà partnership che facilitino l'accesso a mercati, materie prime, nuove tecnologie e rotte commerciali. Infine, il sesto pilastro è dedicato alle competenze: si intende rafforzare le skill necessarie per la transizione, promuovere posti di lavoro di qualità e sostenere l'equità sociale su tutto il territorio europeo.

Action Plan for Affordable Energy

Il 26 febbraio 2025, la Commissione Europea ha presentato l'Action Plan for Affordable Energy come parte del Clean Industrial Deal. Sono definite tre iniziative per la fornitura di energia a prezzi accessibili: (a) riduzione delle bollette energetiche per le industrie, le imprese e le famiglie nel breve termine; (b) accelerazione della produzione di energia pulita: fondamentale ridurre i tempi di autorizzazione per gli impianti di produzione di energia rinnovabile, stoccaggio e progetti di rete; (c) mercati del gas efficienti: la Gas Market Task Force valuterà azioni per garantire il funzionamento ottimale del mercato del gas e prevenire pratiche commerciali scorrette.

Pacchetto Omnibus: in vigore la direttiva che rinvia gli obblighi di rendicontazione ESG

Il 16 aprile 2025, è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2025/794 "Stop the Clock", in vigore dal 17 aprile, che rinvia alcune scadenze degli obblighi di rendicontazione ESG. Rientra nel Pacchetto Omnibus (I e II), mirato a semplificare le norme della sostenibilità dell'European Green Deal e a ridurre entro il 2029 gli oneri amministrativi del 25% (35% per le PMI).

Piano per l'eliminazione delle importazioni di gas russo

La Commissione Europea ha pubblicato il 6 maggio 2025 una comunicazione per eliminare gradualmente le importazioni di energia dalla Russia, in particolare quelle relative a gas, petrolio e materiali nucleari. Sono previste nove azioni, di cui quattro su eliminazione delle forniture di gas naturale e approvvigionamento di GNL da fornitori russi. Le proposte legislative presentate nel 2025 includono: (i) l'estinzione delle importazioni tramite nuovi contratti e contratti spot esistenti entro la fine del 2025, e contratti a lungo termine entro il 2027 e (ii) l'obbligo per gli Stati membri di pianificare e monitorare l'eliminazione a livello UE del gas russo. Inoltre, la Commissione intende monitorare tutti i contratti di fornitura di gas attraverso richieste di divulgazione dei dati da parte delle aziende che hanno contratti a lungo termine che includono gas di origine russa. La misura è stata definitivamente approvata come Regolamento 2026/261 del 26 gennaio 2026.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Net-Zero Industry Act: norme secondarie

Il 23 maggio 2025, la Commissione Europea ha adottato quattro norme secondarie e una comunicazione relative al Net-Zero Industry Act (NZIA). L'obiettivo delle nuove norme è di creare un quadro normativo che faccia progredire le tecnologie cruciali per la decarbonizzazione. In particolare:

- Implementing Act on strategic project selection criteria: linee guida per garantire condizioni uniformi in tutti gli Stati membri per l'applicazione dei criteri di selezione dei progetti strategici;
- Implementing Act on non-price criteria in renewable energy auctions: regole per l'inclusione di determinati criteri "non-price" nelle aste degli Stati membri per lo sviluppo delle energie rinnovabili. A partire dal 30 dicembre 2025 le nuove regole dovranno essere applicate ad almeno il 30% dei volumi d'asta (oppure a 6 GW l'anno per ogni Stato membro);
- Implementing Act on main specific components relevant for the NZIA: la lista di tali prodotti di tecnologia clean e dei correlati componenti supporta i Paesi membri nell'identificazione dei prodotti per i quali si applica obbligatoriamente il criterio non-price della "resilienza";
- Delegated Act on primarily used components under the NZIA: ambito di applicazione del NZIA con elenco delle tecnologie per le quali si applicano i requisiti della legge. Tra le tecnologie utilizzate a oggi per raggiungere i target del NZIA vi sono il fotovoltaico, l'eolico onshore e offshore, lo stoccaggio e le tecnologie per le batterie, la geotermia, le tecnologie per l'idrogeno, nonché la cattura e lo stoccaggio di carbonio (CCS). La comunicazione della Commissione, infine, fornisce informazioni sull'origine delle quote di approvvigionamento di tecnologie net zero dell'Unione, evidenziando le dipendenze da Paesi terzi.

Reti: Anticipatory Investments

Il 2 giugno 2025, la Commissione Europea ha pubblicato linee guida sugli Investimenti Anticipatori nelle reti, cioè interventi proattivi pensati sul medio-lungo periodo, oltre le richieste di connessione attuali. Lo strumento principale sono i Piani di Sviluppo Rete, basati su scenari solidi di domanda e produzione, coerenti con le strategie energetiche e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), e con orizzonti di programmazione di medio-lungo termine. Per accelerare i progetti si propone un'approvazione in due fasi (progettazione/autorizzazione e poi costruzione). Il finanziamento passa da tariffe di rete e oneri di connessione, con possibile supporto di garanzie statali o bilancio pubblico.

Linee Guida Commissione Europea

Il 2 luglio 2025, la Commissione Europea ha presentato alcune nuove linee guida su:

- metodologie per le tariffe di rete: le metodologie tariffarie dovrebbero guidare i regolatori verso schemi chiari, prevedibili e aderenti ai costi, capaci di orientare i comportamenti degli utenti a favore di stabilità e resilienza della rete. Si raccomandano tariffe time-ofuse, segnali locazionali, regimi dedicati (energivori, prosumer, CER, ricarica bidirezionale), incentivi allo storage e, dove opportuno, corrispettivi di rete anche per i generatori;
- adozione di tecnologie innovative per le energie rinnovabili: gli Stati membri sono invitati a favorire l'integrazione di tecnologie emergenti – eolico offshore, fotovoltaico galleggiante, energia oceanica, agrivoltaico – con quadri normativi e sostegni mirati per colmare il gap di costo rispetto alle soluzioni tradizionali;
- potenziamento delle infrastrutture di rete e stoccaggio: la Commissione propone di potenziare reti e stoccaggio designando aree dedicate dove i progetti possono ottenere esenzioni da alcune valutazioni ambientali, semplificando *iter* e riducendo i costi.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Guidance art. 20a Direttiva Rinnovabili (RED III)

A seguito dei ritardi di molti Stati membri (inclusi Italia e Spagna) nel recepimento della nuova Direttiva Rinnovabili, a luglio 2025 la Commissione Europea ha pubblicato le Linee Guida per l'attuazione dell'art. 20a della RED III, con impatti diretti su reti, digitalizzazione e accesso ai dati, e mobilità elettrica (batterie in particolare). Di seguito i punti chiave:

- i Distribution System Operators (DSO) dovranno pubblicare in tempo quasi reale la quota di elettricità rinnovabile e il contenuto di emissioni GES dell'elettricità fornita, e accesso via Application Programming Interface (API);
- i dati dovranno essere accessibili in formato standard e interoperabile, integrati nelle piattaforme nazionali di scambio dati e conformi al Data Act e al Common Information Model (CIM);
- per quanto riguarda tutte le nuove batterie (storage ed EV) e veicoli immessi sul mercato UE dal 21 maggio 2025, i produttori dovranno garantire accesso gratuito, in tempo reale e non discriminatorio a dati chiave del Battery Management System (stato di carica, stato di salute, capacità, posizione ecc.);
- i nuovi punti di ricarica privati dovranno supportare smart charging, interfaccia con smart meter e, dove appropriato, la carica bidirezionale (V2X);
- gli Stati dovranno garantire accesso equo ai mercati di flessibilità per sistemi di accumulo di piccola scala e mobili (inclusi EV).

Pacchetto Omnibus Digitale, Strategia per l'Unione dei Dati ed European Business Wallets

Il 19 novembre 2025, la Commissione Europea ha pubblicato il Pacchetto Omnibus Digitale, accompagnato dalla Strategia per l'Unione dei Dati e dalla proposta relativa agli European Business Wallets (EBW). Il pacchetto rappresenta una profonda revisione del quadro normativo digitale dell'UE, con l'obiettivo di semplificare le norme in materia di intelligenza artificiale (AI), di sicurezza informatica e governance dei dati, riducendo gli oneri amministrativi e la frammentazione giuridica tra gli Stati membri. Inoltre, la Commissione ha annunciato la creazione di un Energy Data Space per facilitare i servizi di flessibilità a livello europeo.

Grids Package

Il 10 dicembre 2025, la Commissione Europea ha pubblicato il Grids Package, che inquadra l'intervento strategico a livello UE sulle reti per abbassare costi energetici e migliorare competitività e sicurezza energetica. Oltre a una comunicazione generale (Comunicazione EU (COM 2025 1005)), il Grids Package include Linee Guida non legislative sui contratti a due vie (CfD) e sulle connessioni alla rete; in queste ultime si promuove il superamento del principio del "first-come, first-served" nella gestione delle code di connessione. Il Grids Package include inoltre alcune proposte legislative. Una è la revisione del Regolamento TEN-E, di primario interesse per la trasmissione elettrica. L'altra è la revisione del quadro normativo sui processi autorizzativi di impianti a fonti rinnovabili, accumuli, reti e infrastruttura di ricarica, volta a semplificare e velocizzare il cosiddetto "permitting". Viene infine rafforzata la presunzione di interesse pubblico predominante (Overriding Public Interest) per i progetti identificati nella proposta.

Linee Guida per la progettazione di Contratti per Differenza a due vie

Nel dicembre 2025, la Commissione ha pubblicato Linee Guida sui 2way CfD: non vincolanti, ma di riferimento per le valutazioni sugli aiuti di Stato. Si distinguono CfD legati alla produzione effettiva, indipendenti dalla produzione e ibridi, insistendo su un design "smart" per evitare distorsioni nei mercati dayahead, intraday, di bilanciamento e ancillari, e per non incentivare la produzione in caso di prezzi negativi. Le Linee Guida trattano anche la combinazione tra CfD e PPA, indicando condizioni e rischi per evitare sovracompensazioni, distorsioni dei mercati PPA e minore liquidità nel mercato all'ingrosso.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Automotive Package

L'Automotive Package è un insieme di iniziative presentate dalla Commissione Europea il 16 dicembre 2025 per sostenere la transizione dell'industria automobilistica. Il pacchetto introduce una revisione degli standard di CO_2 che riduce dal 100% al 90% l'obbligo di abbattimento delle emissioni al 2035, consentendo che il restante 10% venga compensato tramite l'utilizzo di acciaio a basse emissioni prodotto nell'UE, efuels e biocarburanti. Parallelamente, il Battery Booster da 1,8 miliardi di euro punta a rafforzare la filiera europea delle batterie attraverso prestiti senza interessi ai produttori di celle, mentre l'Automotive Omnibus mira a ridurre la burocrazia per le imprese. Il pacchetto interviene anche sul lato della domanda imponendo agli Stati membri obiettivi vincolanti per la decarbonizzazione delle flotte aziendali.

Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Dal 1° gennaio 2026 entrerà a regime il meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM), che mira a proteggere la competitività delle imprese europee già soggette a ETS (Emissions Trading System) applicando un prezzo alla CO_2 incorporata a una selezione di beni importati, per prevenire il fenomeno della rilocalizzazione delle emissioni (carbon leakage).
Il 17 dicembre 2025, la Commissione ha pubblicato un pacchetto di proposte di legge, che prevede:

- l'estensione dell'ambito di applicazione dal 1° gennaio 2028: oltre ai materiali di base già coperti (acciaio, alluminio, cemento, elettricità), anche alcuni prodotti downstream ad alta intensità di ferro, acciaio e alluminio saranno soggetti al pagamento della CO_2;
- un meccanismo transitorio di supporto per compensare i produttori UE più esposti all'aumento dei costi della CO_2 e alla graduale eliminazione delle quote ETS gratuite (*in primis* ferro e acciaio).

Il pacchetto sarà sottoposto all'esame e all'approvazione di Parlamento e Consiglio prima dell'adozione definitiva.

Revisione della legge climatica europea e posticipo al 2028 del Sistema per lo scambio di quote di emissioni per i settori degli edifici, del trasporto stradale e ulteriori settori (ETS2)

Nel dicembre 2025, Parlamento Europeo e Consiglio hanno raggiunto un accordo sulla revisione del Regolamento (UE) 2021/1119, introducendo un nuovo obiettivo vincolante di riduzione netta delle emissioni di CO_2 del 90% al 2040 rispetto al 1990, con strumenti di flessibilità dedicati. L'accordo include inoltre il posticipo dell'entrata in vigore dell'ETS2 al 2028, mantenendo attivi dal 2025 gli obblighi di monitoraggio, rendicontazione e verifica.

Environmental Omnibus

Il 10 dicembre 2025, la Commissione Europea ha pubblicato l'Environmental Omnibus, un pacchetto di misure volto a ridurre gli oneri amministrativi e a semplificare e accelerare le procedure autorizzative ambientali. La proposta di regolamento per accelerare le valutazioni ambientali introduce un quadro unico per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), con l'obiettivo di ridurre ritardi e incertezze senza compromettere gli standard di tutela ambientale. Le proposte sono ora all'esame del Parlamento e del Consiglio Europeo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Direttiva sul Monitoraggio e Resilienza del Suolo

Il 26 novembre 2025, è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2025/2360, che istituisce il primo quadro UE per il monitoraggio della salute del suolo, la resilienza e la gestione dei siti contaminati, con l'obiettivo di conseguire suoli sani entro il 2050. Entrata in vigore il 16 dicembre 2025, la direttiva prevede sistemi nazionali di monitoraggio armonizzati, il censimento dei siti potenzialmente contaminati, il controllo dei contaminanti emergenti e princípi per la mitigazione del consumo di suolo. Gli Stati membri dispongono di tre anni per la trasposizione (scadenza al 17 dicembre 2028).

Strategia per la Resilienza Idrica

Il 4 giugno 2025, la Commissione Europea ha presentato la Strategia per la Resilienza Idrica, che definisce un quadro strategico per rafforzare la sicurezza idrica dell'UE. La strategia si basa sul ripristino e la protezione del ciclo dell'acqua, sul principio di "Water Efficiency First" (che introduce un target indicativo di riduzione dei consumi idrici del 10% entro il 2030) e sull'accesso universale ad acqua pulita e a costi sostenibili. L'implementazione si concentra sul rafforzamento della governance e della normativa idrica esistente (in particolare la Direttiva Quadro sulle Acque e la Direttiva Alluvioni), sul sostegno a investimenti e infrastrutture, nonché su digitalizzazione, sicurezza, ricerca e innovazione.

Linee Guida sugli aiuti di Stato nel contesto dell'ETS

Il 23 dicembre 2025, la Commissione Europea ha adottato una modifica tecnica alle Linee Guida sugli aiuti di Stato nel contesto dell'ETS per rispondere all'aumento dei prezzi del carbonio e al maggiore rischio di carbon leakage. Le Linee Guida consentono agli Stati membri di compensare gli energivori per una parte dei costi indiretti delle emissioni legati all'aumento dei prezzi dell'elettricità. La modifica estende l'elenco dei settori ammissibili e aumenta l'intensità dell'aiuto dal 75% all'80% per i settori già eleggibili. Introduce inoltre maggiore flessibilità, permettendo agli Stati membri di notificare ulteriori settori a rischio e richiede ai grandi beneficiari di contribuire alla transizione verde ("Green Conditionality"). In generale gli Stati membri avranno tempo fino a giugno 2026 per allineare i regimi di aiuto esistenti ai nuovi orientamenti.

Clean Industrial State Aid Framework (CISAF)

A giugno 2025, la Commissione Europea ha approvato il CISAF (Clean Industrial State Aid Framework) come nuovo quadro temporaneo per la concessione di aiuti di Stato a sostegno dell'industria pulita, dell'energia, della decarbonizzazione e della competitività. Il nuovo quadro sostituisce il Temporary Crisis and Transition Framework (TCTF) e si affianca agli strumenti ordinari esistenti, in particolare alle Linee Guida sugli aiuti di Stato per il clima, la protezione ambientale e l'energia (CEEAG), alle Linee Guida sugli aiuti a finalità regionale (RAG) e al Regolamento generale di esenzione per categoria (GBER).

Il CISAF prevede, tra l'altro: (a) schemi di incentivazione per lo sviluppo delle energie rinnovabili; (b) l'inclusione dei sistemi di accumulo, anche stand-alone, e l'integrazione con la demand response; (c) una maggiore flessibilità nei meccanismi di capacità, inclusa la coesistenza tra capacity market e soluzioni non fossili; (d) il sostegno alla decarbonizzazione industriale, con focus su investimenti in conto capitale; (e) il supporto allo sviluppo di capacità produttiva nel settore delle tecnologie pulite (tra cui, PV, batterie, SMR, trasformatori ecc.), incluso il sostegno alla domanda di apparecchiature tramite strumenti quali l'ammortamento accelerato; (f) il supporto alla riduzione dei rischi degli investimenti privati connessi agli obiettivi del Patto per l'industria pulita. Il CISAF resterà in vigore fino al 2030, rappresentando il principale riferimento europeo per gli aiuti di Stato a favore della transizione industriale e climatica nel medio periodo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Casi aiuti di Stato

A gennaio 2025, la Commissione Europea ha approvato un regime italiano da circa 1,1 miliardi di euro per sostenere l'occupazione di giovani e donne (SA.114799), contribuendo agli obiettivi sociali e occupazionali dell'UE. La misura è in parte finanziata dal Fondo Sociale Europeo Plus (ESF+).
A marzo 2025, la Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti spagnolo da 699 milioni di euro per sostenere investimenti nello stoccaggio di energia (SA.116836), al fine di favorire la transizione verso un'economia a zero emissioni nette. La misura rientra nelle priorità della Commissione per il periodo 2024-2029 ed è stata approvata nel quadro del Temporary Crisis and Transition Framework (TCTF).
A dicembre 2025, la Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti spagnolo da 408 milioni di euro per sostenere la decarbonizzazione dell'industria manifatturiera (SA.119880), in linea con il Clean Industrial Deal e gli obiettivi di neutralità climatica. La misura è finanziata dal Recovery and Resilience Facility ed è stata approvata nel quadro del Clean Industrial State Aid Framework (CISAF).
A dicembre 2025, la Commissione Europea ha approvato un regime di aiuti di Stato italiano da 1,5 miliardi di euro per sostenere investimenti strategici nella capacità produttiva di tecnologie pulite (SA.120488), in linea con il Clean Industrial Deal e gli obiettivi di neutralità climatica. La misura, cofinanziata dal Recovery and Resilience Facility, è stata approvata nel quadro del Clean Industrial State Aid Framework (CISAF).

Il quadro regolamentare per area di attività

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

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 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) 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 2025, il tasso di remunerazione per gli impianti ammessi al regime di reintegro è stato fissato all'8%, come stabilito dalla delibera n. 437/2024/R/eel. Gli impianti ammessi a tale regime includono Sulcis 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.

Con la delibera n. 26/2025/R/eel, ARERA ha accolto l'istanza presentata da Enel Produzione nel 2023 di modifica dei criteri di valorizzazione del gas naturale consumato dall'impianto essenziale per la sicurezza di Porto Empedocle e valevole ai fini del reintegro dei costi 2022. L'accoglimento dell'istanza ha consentito una più adeguata copertura del costo sostenuto, grazie al passaggio dall'indicizzazione del prezzo gas su base trimestrale, previsto dalla regolazione *pro tempore* vigente, a una indicizzazio-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ne su base settimanale, maggiormente in grado di riflettere la variabilità della commodity.

La regolazione degli impianti essenziali a reintegro prevede che i costi fissi siano riconosciuti in misura ridotta se nell'anno di reintegro l'impianto risulta meno disponibile rispetto alla media dei tre anni precedenti. L'operatore può presentare richieste di esenzione per indisponibilità riconducibili a vincoli autorizzativi nonché a richieste di Terna.
Con la delibera n. 520/2024/R/eel ARERA ha dato evidenza di aver accolto le istanze Enel relative ai tassi di indisponibilità dell'impianto di Sulcis per gli anni dal 2021 al 2023; solo per l'anno 2021 l'accoglimento è stato parziale. Nel corso del 2025 sono stati acquisiti i valori effettivi dei tassi di indisponibilità come modificati a valle dell'accoglimento delle predette istanze Enel ed è stato conseguentemente verificato l'impatto delle stesse sul riconoscimento dei costi fissi.

Meccanismo a termine di contrattualizzazione di stoccaggio elettrico (MACSE)

Il decreto legislativo n. 210/2021 ha previsto l'introduzione di un nuovo meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) elaborato con l'obiettivo di integrare le rinnovabili nel sistema elettrico. Gli operatori selezionati tramite un'asta competitiva ricevono un premio fisso annuo per la remunerazione della capacità di stoccaggio aggiudicata. A fronte del premio, gli aggiudicatari devono realizzare l'impianto di accumulo e renderlo disponibile a operatori di mercato terzi per l'utilizzo nel mercato dell'energia attraverso una piattaforma gestita dal GME nonché offrirlo a Terna nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento.
Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 10 ottobre 2024 è stata approvata la disciplina per la prima asta di approvvigionamento di capacità con consegna a partire dal 1° gennaio 2028. Enel Produzione è risultata aggiudicataria direttamente nonché per il tramite della società controllata ACL SPV 4 Srl di contratti per la realizzazione di nuovi accumuli nell'ambito di tale asta.

Mercato della capacità

Il meccanismo del mercato della capacità (capacity market), introdotto dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019, regola l'assegnazione e la remunerazione della capacità produttiva. Il 9 maggio 2024 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha approvato con specifico decreto la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica applicabile agli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028. ARERA, con la delibera n. 199/2024/R/eel, ha fissato i parametri tecnico-economici validi per le suddette aste, in particolare il premio massimo per la capacità nuova e per la capacità esistente e il metodo di calcolo dello strike price. La nuova disciplina contiene inoltre alcune previsioni applicabili, su istanza dell'operatore, ai contratti pluriennali di capacità nuova assegnati nelle aste già svolte nel 2019 e nel 2022 per consegne dagli anni 2022, 2023 e 2024. Il 25 luglio 2024 si è svolta l'asta relativa all'anno di consegna 2025 ed Enel Produzione è risultata aggiudicataria di contratti per la remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica. Un operatore ha notificato un ricorso al TAR Lazio contro la mancata qualifica di un proprio impianto come "unità da adeguare", chiedendo l'annullamento e la ripetizione dell'asta 2025. In data 15 settembre 2025 tale società ha dichiarato la rinuncia al contenzioso, che è stato conseguentemente dichiarato estinto dal TAR con pronuncia del 27 ottobre 2025 n. 18648/2025.

Centrali a carbone Federico II (Brindisi) e Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia)

La chiusura delle centrali a carbone in Italia era prevista entro il 31 dicembre 2025 nell'ambito dei documenti programmatici in materia energetica (dalla SEN 2017 al PNIEC del 2024). In coerenza con ciò, le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate nel 2019 per l'impianto di Civitavecchia (decreto n. 284 del 30 settembre 2019) e nel 2020 per l'impianto di Brindisi (decreto n. 84 del 21 aprile 2020), pur avendo validità 16 anni, prevedono come termine ultimo di utilizzo del carbone il 31 dicembre 2025. Pertanto, Enel Produzione non può attualmente esercire gli impianti.

Enel Produzione ha presentato al MASE una istanza di autorizzazione alla messa fuori servizio definitiva di tutte le unità delle due centrali Federico II, a Brindisi, e Torrevaldaliga Nord, a Civitavecchia, in relazione alle quali Enel Produzione stessa è in attesa di un riscontro.

Iberia

Sistemi Elettrici dei Territori Non Peninsulari (TNP)

Il 4 luglio 2024 è stata pubblicata nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Risoluzione della Segreteria di Stato per

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. In data 27 gennaio 2026 è stata pubblicato nel BOE l'Ordinanza TED/30/2026, che stabilisce i parametri tecnici ed economici da utilizzare per il calcolo della retribuzione dell'attività di produzione di energia elettrica nei TNP con regime retributivo aggiuntivo durante il periodo regolatorio 2026-2031. Sempre riguardo al tasso di retribuzione finanziaria per il periodo 2026-2031, in data 24 dicembre 2025 è stato pubblicato nel BOE il Regio Decreto Legge 16/2025 del 23 dicembre, che, tra altre misure di carattere energetico, fissa il tasso di retribuzione finanziaria al 6,58%. Tuttavia, questo regio decreto legge non è stato convalidato dal Congresso, quindi ha perso la sua validità. Infine, in data 4 febbraio 2026 è stato pubblicato nel BOE il Regio Decreto Legge 2/2026 del 3 febbraio, che adotta misure urgenti per far fronte a situazioni di vulnerabilità sociale, in materia tributaria e relative alle risorse dei sistemi di finanziamento territoriale, che include parte delle misure presenti nel Regio Decreto Legge 16/2025 del 23 dicembre, tra cui la fissazione del tasso di retribuzione finanziaria della produzione nei TNP al 6,58%. Alla data attuale, questo regio decreto è in attesa di essere convalidato dal Congresso dei Deputati.

Mercato della capacità in Spagna

La proposta di ordinanza per la creazione di un mercato della capacità in Spagna, il cui procedimento di consultazione pubblica si è concluso a gennaio 2025, ha ricevuto parere favorevole dal Consiglio di Stato ed è stata notificata alla Commissione Europea. Si attende l'autorizzazione, dopo la quale si prevede che venga avviato il procedimento di consultazione pubblica sulla proposta di Risoluzione che indice le aste e la pubblicazione dei parametri di dettaglio. Il rapporto europeo sulla valutazione della copertura a lungo termine identifica problemi di sicurezza dell'approvvigionamento in Spagna negli anni oggetto di analisi: 2028, 2030, 2033 e 2035.

Rafforzamento del Sistema Elettrico

Dopo l'incidente del 28 aprile 2025, quando si è verificato un blackout totale nel sistema peninsulare, il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha approvato a giugno un regio decreto legge con misure urgenti, che però non è stato convalidato dalle Cortes. Pertanto, a luglio è stata avviata una consultazione pubblica su un nuovo progetto di regio decreto, che si è conclusa a novembre con la pubblicazione del Regio Decreto 997/2025, il quale include le seguenti misure:

- la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) dovrà valutare trimestralmente il rispetto degli obblighi di controllo della tensione e realizzare un piano di ispezione straordinario ogni tre anni sulla capacità di ripristino;
- Red Eléctrica de España SA, in qualità di Operatore del Sistema, dovrà proporre entro un periodo compreso tra tre e sei mesi riforme normative e nuove procedure tecniche per migliorare la sicurezza del Sistema;
- con l'obiettivo di incentivare l'accumulo energetico, vengono introdotte misure per facilitarne l'integrazione; tra queste: si dà priorità alle ibridazioni su terreni già autorizzati, si ridefinisce la potenza installata ai fini dell'autorizzazione amministrativa e si accelera la relativa procedura;
- per quanto riguarda le procedure di accesso alla rete e connessione, si promuove l'elettrificazione di nuove attività industriali e si limita a cinque anni la validità dei diritti di accesso e connessione, richiedendo l'identificazione tramite la Classificazione Nazionale delle Attività Economiche (CNAE), con possibilità di estensione a nove anni per la fonte idraulica da pompaggio e le tecnologie eoliche offshore. Per la nuova domanda di energia elettrica, vengono ridotti i tempi di risposta delle società di distribuzione, con un massimo di 80 giorni;
- viene definito il concetto di repowering secondo la Direttiva 2023/2413 del 18 ottobre 2023 relativa alla promozione dell'energia da fonti rinnovabili e vengono semplificate le autorizzazioni per piattaforme di Ricerca, Sviluppo e Innovazione (R&S&I), permettendo la sostituzione di prototipi con la sola autorizzazione all'esercizio.

Enel Green Power

Italia

Il 30 dicembre 2024, è stato approvato il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) di recepimento del decreto legislativo n. 199/2021 (cosiddetto "DM FER X Transitorio") che introduce il meccanismo transitorio di supporto per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

di mercato. Il contingente incentivabile tramite tale meccanismo, valido fino al 31 dicembre 2025, è stato 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 GSE, a eccezione degli impianti di potenza inferiore a 200 kW che possono optare per la tariffa fissa omnicomprensiva. Nel corso del 2025 si sono svolte due procedure competitive: una prima asta focalizzata su fotovoltaico ed eolico e una seconda asta per i soli impianti solari fotovoltaici NZIA i cui componenti principali non siano originari della Cina. Alcune società del Gruppo Enel (Enel Produzione e alcune società partecipate da Enel Green Power Italia), a seguito della partecipazione alla procedura competitiva NZIA, sono risultate aggiudicatarie di incentivi.

Iberia

Nel marzo 2025, la Commissione Europea ha autorizzato la Spagna a destinare risorse finanziarie, tramite il programma FEDER 2021-2027, a progetti di stoccaggio. A seguire, il Governo ha avviato una consultazione pubblica e, a maggio, ha pubblicato l'ordinanza e la convocazione per presentare le domande di partecipazione al programma. Gli aiuti, da assegnare entro fine 2025, sono destinati a progetti di stoccaggio elettrochimico, termico e impianti di pompaggio, sia stand-alone sia ibridi.
Il 26 dicembre 2025, si è conclusa la prima convocazione che ha assegnato circa 840 milioni di euro a 143 progetti, per una capacità complessiva di circa 2,4 GW di potenza e 8,9 GWh di accumulo. Tale risoluzione consolida il sostegno pubblico allo stoccaggio come leva strategica di flessibilità del sistema elettrico rafforzando, nel medio termine, l'integrazione delle energie rinnovabili.

Il 28 aprile 2025, la rete elettrica peninsulare spagnola ha subíto un blackout, con conseguenti ritardi su alcune normative attese, come la bozza della pianificazione 2026-2030, la cui pubblicazione sembra essere stata posticipata. Allo stesso tempo, l'incidente ha accelerato l'approvazione di nuove misure, tra cui il Servizio di controllo delle tensioni. Il 24 giugno 2025, il Governo ha approvato il Regio Decreto Legge 7/2025, che introduce misure urgenti per rafforzare la resilienza, la flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico, intervenendo su pianificazione, accumulo, autoconsumo, mobilità elettrica, autorizzazioni e aggregatori indipendenti.
Tuttavia, nonostante il regio decreto legge sopra citato sia entrato in vigore il 25 giugno 2025, il Congresso, in sessione plenaria del 22 luglio 2025, ha respinto definitivamente la convalida dello stesso, che è stato pertanto abrogato e cessa di essere in vigore.

Una parte significativa delle misure in esso contenute è stata successivamente riformulata e approvata mediante il Regio Decreto 997/2025, pubblicato il 6 novembre 2025, che mira a rafforzare in modo significativo i requisiti operativi della generazione al fine di garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, introducendo al contempo misure specifiche a tutela delle risorse rinnovabili. Il decreto inoltre definisce un quadro più favorevole al repowering degli impianti esistenti e alla messa in esercizio graduale dei progetti, facilitando la valorizzazione degli asset già operativi.

Il 16 ottobre 2025, è stato pubblicato il Regio Decreto 917/2025, che modifica il Regio Decreto 413/2014, con l'obiettivo di adeguare il quadro regolatorio delle energie rinnovabili a un sistema elettrico caratterizzato da una crescente penetrazione delle risorse rinnovabili e dei sistemi di stoccaggio energetico.
Il provvedimento riorganizza l'ordine di priorità nei dispacciamenti, eliminando il concetto di "generazione non gestibile", al fine di evitare un deterioramento della posizione operativa degli impianti rinnovabili integrati con sistemi di accumulo.
Inoltre, inserisce lo stoccaggio nel regime degli obblighi operativi e adegua il regime di remunerazione specifica (RECORE) per mitigare l'impatto dei prezzi nulli o negativi e dei curtailment dovuti a vincoli tecnici, preservando la coerenza economica del quadro regolato.

Con la Risoluzione del 23 dicembre 2025, l'IDAE (Istituto per la Diversificazione e il Risparmio Energetico) ha avviato la seconda convocazione dei programmi "Repotenciación Circular", nell'ambito del Piano di Ripresa, Trasformazione e Resilienza (PRTR), per la concessione di aiuti agli investimenti destinati al repowering degli impianti eolici e al rinnovo tecnologico e ambientale delle mini-centrali idroelettriche fino a 50 MW.
La misura prevede anche la possibilità di integrare con sistemi di accumulo nell'ottica di migliorare l'efficienza, l'integrazione nel sistema elettrico e la sostenibilità degli asset esistenti.

Resto del Mondo

Argentina

Il settore è regolato dalle Leggi 15.336 e 24.065, che separano le attività di generazione, trasmissione e distribuzione. Nel settore della generazione gli operatori vendono

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

energia nel Mercato Elettrico all'Ingrosso (MEM - Mercado Eléctrico Mayorista) a un prezzo stabilito dal regolatore. Il MEM è gestito dalla Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA), che coordina il dispacciamento e l'equilibrio domanda-offerta. Le ripetute crisi economiche che hanno interessato negli ultimi 20 anni il Paese hanno dato luogo a diversi segnali di interventismo nel mercato elettrico, di fatto limitando la competizione e il ruolo del libero mercato.
Nel contesto di riforma economica promosso dalla nuova amministrazione, le Leggi 15.336 e 24.065 sono state aggiornate con Decreto 450/2025 del 4 luglio 2025, con l'obiettivo di modernizzare il contesto normativo-regolatorio del settore elettrico argentino e promuovere un mercato più competitivo, efficiente e trasparente.
In attuazione di tale decreto, il 21 ottobre 2025 la Segreteria dell'Energia ha emanato la Risoluzione 400/2025 con la quale ha approvato le Regole per la Normalizzazione del MEM, entrate in vigore il 1° novembre 2025. Si introducono meccanismi basati sui segnali di prezzo marginale, si decentralizzano progressivamente gli acquisti di combustibile e si promuove la contrattazione bilaterale nel mercato a termine.
In relazione alla concessione idroelettrica assegnata a Enel per l'impianto di Chocón, dopo diversi rinnovi della scadenza originaria di gennaio 2024, nella seconda metà del 2025 è stato avviato e concluso il processo di gara per l'assegnazione del nuovo contratto di concessione trentennale che ha visto aggiudicatario un operatore diverso da Enel.

Brasile

La generazione elettrica opera in un mercato competitivo e vende la propria energia ai distributori attraverso contratti regolati assegnati tramite aste centralizzate per i clienti regolati oppure attraverso libera contrattazione nel caso dei clienti del mercato libero.
A seguito dell'incremento della generazione da fonti rinnovabili e contestualmente della generazione distribuita, negli ultimi anni ha avuto sempre più rilevanza il fenomeno dei tagli alla generazione (curtailment) da parte del gestore della rete di trasmissione (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS). L'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha classificato i tagli in base alla causa, ossia criticità della rete, sicurezza del sistema ed eccesso di generazione/domanda insufficiente e ha previsto il rimborso solo nel primo caso (criticità della rete). Il 24 novembre 2025 è stata approvata la Legge 15.269/2025 che, in relazione al curtailment nel settore della generazione elettrica, riformula le modalità di rimborso ai generatori riconoscendo compensazioni anche in caso di tagli dovuti a limitazioni per la sicurezza del sistema, oltre a confermare quelle dovute a indisponibilità della rete. Inoltre, la legge prevede anche il rimborso per gli eventi passati, da settembre 2023 a ottobre 2025, a fronte della stipula di un accordo tra operatore e Ministero delle Miniere e dell'Energia (MME). L'attuazione di quanto previsto dalla norma avverrà a seguito dell'emanazione della regolazione da parte del MME e dell'ANEEL.

Colombia

La generazione elettrica opera in assetto competitivo, con vendite nel mercato all'ingrosso o mediante contrattazione bilaterale con i grandi clienti.
Il 29 gennaio 2025, con la Risoluzione 101-069 del 2025, il regolatore nazionale (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG) ha definito le nuove regole di remunerazione per il mercato della capacità.
Il 15 ottobre 2025, il Ministerio de Minas y Energía, con l'obiettivo di limitare l'impatto sui consumatori della volatilità dei prezzi di mercato, ha emanato il Decreto 1072/2025 con il quale viene introdotto l'obbligo per gli operatori degli impianti idroelettrici di vendere attraverso contratti di lungo termine almeno il 95% della propria generazione oraria.

Stati Uniti

Nel secondo semestre 2025, lo scenario regolatorio statunitense è stato caratterizzato da significativi sviluppi legislativi e dall'insediamento della nuova amministrazione.

The One Big Beautiful Bill

In ambito legislativo, il 4 luglio 2025 è stata firmata la House Resolution 1 (HR1), nota anche come "The One Big Beautiful Bill" (OBBB). Questa normativa introduce disposizioni favorevoli per il settore, ripristinando la trasferibilità dei crediti d'imposta e prevedendo requisiti più flessibili rispetto alle versioni precedenti per le "Foreign Entity of Concern" (FEOC), con percentuali decrescenti di prodotti correlati ammessi nel tempo. Le linee guida specifiche per l'applicazione di tali norme sono attese per il primo semestre 2026.

Sul fronte dell'esecutivo, l'amministrazione Trump ha emesso diversi ordini esecutivi, tra cui la sospensione dei fondi legati all'Inflation Reduction Act (IRA) e all'Infrastructure, Investment and Jobs Act (IIJA). Tale misura non ha impatti su Enel, che beneficia di incentivi fiscali e non di finanziamenti diretti. Parallelamente, è stata disposta una pausa sui permessi federali onshore e offshore, con impatti limitati a pochi progetti in attesa di autorizzazioni specifiche.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Politiche commerciali e settoriali

Per quanto riguarda le politiche commerciali, il Dipartimento del Commercio (DOC) ha avviato indagini sulla sicurezza nazionale in relazione alla dipendenza da Paesi esteri per polisilicio e turbine eoliche. Permane inoltre incertezza sull'autorità presidenziale nell'imposizione di dazi generalizzati (inclusa una tariffa del 10% sulla maggior parte delle importazioni), questione attualmente al vaglio della Corte Suprema.

A livello di mercato e infrastrutture, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), ora a maggioranza repubblicana, ha approvato le riforme delle code di interconnessione proposte dagli operatori di sistema (PJM, MISO, SPP) per accelerare i progetti di generazione necessari all'adeguatezza delle risorse. Tale necessità è amplificata dalla crescente domanda di grandi carichi industriali, che ha generato deficit di capacità e prezzi elevati in alcune aste, spingendo la FERC a richiedere revisioni tariffarie a PJM.

Disposizioni a livello statale

A livello statale, in Texas e Oklahoma sono state respinte proposte legislative che avrebbero imposto oneri retroattivi o restrizioni al siting per le rinnovabili, mentre la California ha approvato una legge che consente al California Independent System Operator (CAISO) di evolvere verso un mercato regionale.

Enel Grids

Italia

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito "ARERA" o "Autorità"), con la delibera n. 163/2023/R/com, 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, ne ha definito i criteri applicativi.
La regolazione tariffaria specifica dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica relativa al VI periodo regolatorio (2024-2027) è invece disciplinata da ARERA con la delibera n. 616/2023/R/eel, che ha approvato i nuovi testi integrati TIT, TIME e TIC.

Nel corso del 2025, con la delibera n. 390/2025/R/com, ARERA ha aggiornato il TIROSS, introducendo in via sperimentale alcuni strumenti regolatori per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale.

La delibera n. 513/2024/R/com ha aggiornato il tasso di remunerazione per il sub-periodo 2025-2027, determinando un valore del 5,6% e confermando il meccanismo di trigger per gli anni 2026 e 2027, la cui soglia di attivazione è stata ridotta da 50 bps a 30 bps. Con la delibera n. 476/2025/R/com, il valore del tasso di remunerazione del 5,6% è stato confermato anche per il 2026, non essendo stata raggiunta la soglia di attivazione.

Con la delibera n. 130/2025/R/com l'Autorità ha rivisto i criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali elettrico e gas, prevedendo che a partire dalle tariffe dell'anno 2025 venga applicato l'indicatore IPCA Italia in sostituzione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, l'Autorità, con la delibera n. 259/2025/R/eel, ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2025. Le tariffe di riferimento definitive del medesimo anno saranno pubblicate nel corso dell'anno 2027.

La Legge di Bilancio 2025 prevede, per i concessionari del servizio di distribuzione elettrica, di presentare un piano straordinario di investimenti pluriennale, con possibile proroga della concessione fino a un massimo di 20 anni. La stessa legge prevede il pagamento da parte del concessionario di un onere di rimodulazione della concessione.
Con la delibera n. 392/2025/R/eel, ARERA ha formulato la proposta al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e al Ministro dell'Economia e delle Finanze ai fini del successivo decreto sui piani straordinari di investimento pluriennale per la rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e sui criteri di determinazione dei relativi oneri.

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 tariffari per l'energia reattiva immessa da clienti e distributori. Con la già citata delibera n. 616/2023/R/eel l'Autorità ha previsto per i clienti MT e BT un corrispettivo unico per gli eccessivi prelievi e per le immissioni di reattiva, con decorrenza 2024. Tale corrispettivo, aggiornato annualmente, è stato fissato, per il 2025, dalla delibera n. 585/2024/R/eel e, per il 2026, dalla delibera n. 575/2025/R/eel. Infine, con la delibera n. 617/2023/R/eel, l'Autorità ha introdotto un meccanismo che incentiva i distributori a installare impianti di compensazione delle immissioni verso la Rete di Trasmissione Nazionale.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, per il periodo regolatorio 2024-2027, all'aggiornamento della regolazione incentivante output-based per la qualità del servizio – tecnica e commerciale – e per la resilienza delle reti. Con il TIQD, ARERA ha introdotto un meccanismo di incentivazione benefit-based per gli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione.
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. 421/2025, ARERA ha determinato i premi correlati ai contributi pubblici incassati nell'anno 2024 per la realizzazione di interventi infrastrutturali sulla rete di distribuzione.

Iberia

Tariffa elettrica 2026

In data 22 dicembre 2025 è stata pubblicata nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Risoluzione del 18 dicembre, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori delle tariffe di accesso alle reti di trasporto e distribuzione di elettricità per il 2026, che comportano una riduzione media del 0,7% rispetto ai valori vigenti al 1° gennaio 2025.
Inoltre, in data 27 dicembre 2025 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1524/2025, del 23 dicembre, che stabilisce i prezzi dei costi del Sistema Elettrico e diversi costi regolati del Sistema Elettrico per l'esercizio 2026 e che approva la ripartizione delle somme da finanziare relative al Bonus Sociale per il 2026. In quest'ordinanza si stabilisce un incremento dei valori del 10% a partire dal 1° gennaio 2026.

Tariffa del gas naturale per il 2026

In data 3 giugno 2025 è stata pubblicata nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) la Risoluzione del 27 maggio 2025, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce le tariffe di accesso alle reti di trasporto, reti locali e rigassificazione per l'anno del gas 2026, che va dal 1° ottobre 2025 al 30 settembre 2026. Le tariffe delle attività regolate di rigassificazione, trasporto e reti locali sono state incrementate/ridotte in termini medi rispetto al 1° gennaio 2025 del +34%, -15,4% e +1,7%, rispettivamente.
Inoltre, in data 30 settembre 2025 è stata pubblicata nel BOE l'Ordinanza TED/1062/2025, del 25 settembre, che stabilisce i costi del Sistema Gasista e la retribuzione e i canoni degli stoccaggi sotterranei di base per l'anno del gas 2026. I costi hanno una diminuzione media del 7,8% e il costo medio del canone di stoccaggio sotterraneo diminuisce in media del 5,5%.

In data 27 dicembre 2025 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 22 dicembre 2025, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il primo trimestre 2026, prevedendo rispetto al trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3, una diminuzione del 3,7%, del 4,3% e del 4,8%, rispettivamente (imposte escluse). Inoltre, la TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) è diminuita tra il 3,7% e il 7,8% (imposte escluse).

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Nell'ambito della distribuzione di energia elettrica, le principali novità normative dell'esercizio 2025 sono state le seguenti:

- le risoluzioni relative alle retribuzioni degli esercizi 2021 (febbraio 2025) e 2022 (novembre 2025) sono state pubblicate dopo i necessari procedimenti di consultazione;
- la CNMC, tramite Risoluzione del 30 aprile 2025, ha stabilito i formati per la pubblicazione delle capacità di domanda e di generazione di energia elettrica da parte dei gestori della rete di distribuzione. Le suddette mappe hanno iniziato a essere pubblicate a settembre 2025;
- nel giugno 2025 è stata pubblicata la Risoluzione della CNMC che stabilisce le Specifiche di Dettaglio per la determinazione della capacità di accesso della domanda alle reti di distribuzione;
- il Ministero per la Transizione Ecologica ha avviato nel settembre 2025 la fase di consultazione pubblica sul Progetto di regio decreto che regola i piani di investimento per le reti di trasporto e distribuzione, consentendo aumenti, in via eccezionale, rispetto al limite dello 0,13% del PIL per la distribuzione, ampliandolo fino a 1.540 milioni di euro aggiuntivi annuali per la distribuzione nel periodo 2026-2030;
- la CNMC ha approvato nel dicembre 2025 la Circolare 8/2025 che definisce il modello retributivo per il periodo 2026-2031 e il calcolo del modello retributivo, in cui come principale novità viene introdotta una metodologia TOTEX combinata con uno schema di incentivi, con un meccanismo di ripartizione dei benefíci tra il distributore e il sistema. Inoltre, vengono modificati i meccanismi di incentivo relativi alle perdite e alla qualità, stabilendo riferimenti all'inizio del periodo regolatorio, con l'obiettivo di promuovere la stabilità regolatoria;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- la CNMC ha inoltre approvato nel dicembre 2025 la Circolare 9/2025 che stabilisce un tasso retributivo valido per tutto il periodo 2026-2031, fissato al valore del 6,58% nominale prima delle imposte.

Resto del Mondo

Argentina

Il settore è regolato dalle Leggi 15.336 e 24.065, che separano le attività di generazione, trasmissione e distribuzione.
Tali norme sono state aggiornate con Decreto 450/2025 del 4 luglio 2025 (si veda a tal proposito la sezione relativa a Enel Green Power).
In attuazione del Decreto 450/2025, il 21 ottobre 2025 la Segreteria dell'Energia ha emanato la Risoluzione 400/2025 con la quale ha approvato le Regole per la Normalizzazione del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), entrate in vigore il 1° novembre 2025. Oltre a quanto previsto per il mercato all'ingrosso, la risoluzione stabilisce l'obbligo per le imprese di distribuzione di acquistare tramite contratti di lungo termine almeno il 75% dell'energia necessaria a soddisfare la domanda relativa ai propri clienti, con l'obiettivo di limitare le fluttuazioni di prezzo del mercato spot.
Inoltre, nel 2025 si è concluso il processo di revisione delle tariffe quinquennali di distribuzione (RQT). La risoluzione ENRE n. 303/2025, relativa alle tariffe di Edesur per il periodo 2025-2029, stabilisce un meccanismo di attualizzazione progressiva tale da ridurre l'impatto sui consumatori, ma garantire al contempo l'adeguamento della tariffa. Vengono, inoltre, aggiornati i fattori di efficienza e i meccanismi di controllo della qualità del servizio.
Infine, nel corso del 2025, le società di distribuzione hanno completato il processo di regolarizzazione dei debiti con CAMMESA, attraverso piani di pagamento rateali agevolati, con riconoscimento parziale degli interessi maturati.

Brasile

La regolamentazione è gestita da ANEEL sotto la supervisione del Ministero delle Miniere e dell'Energia (MME).
A giugno, in attuazione del Decreto 12.068/2024, il MME ha pubblicato un'ordinanza per la digitalizzazione delle reti di distribuzione, che definisce le priorità di investimento per il triennio 2025-2027, con enfasi sull'installazione di smart meter e l'integrazione dei sistemi di gestione dei dati.

Sono stati approvati gli adeguamenti tariffari annuali delle aziende distributrici del Gruppo e proseguono i processi regolatori connessi al rinnovo anticipato delle concessioni di distribuzione. Si riportano di seguito i risultati degli adeguamenti tariffari:
- Enel Distribuição Rio (-3,35% AT, +1,31% BT);
- Enel Distribuição Ceará (-2,84% AT, -1,89% BT);
- Enel Distribuição São Paulo (+15,77% AT, +13,47% BT).

L'8 ottobre 2025, è stata approvata la Legge n. 15.235/2025 che ha riformulato la tariffa sociale dell'elettricità con esenzione totale per le famiglie a basso reddito e basso consumo e sconti per comunità rurali e indigene.
Il 24 novembre 2025, la Legge n. 15.269/2025 ha disposto la graduale apertura del mercato libero ai consumatori connessi in bassa tensione (<2,3 kV). In particolare, per quanto riguarda la tempistica di apertura, i consumatori industriali e commerciali saranno liberi di scegliere il proprio fornitore entro 24 mesi dalla data di approvazione della legge; tutti gli altri – essenzialmente i clienti domestici – entro 36 mesi. La stessa misura prevede l'istituzione del Fornitore di Ultima Istanza per la fornitura in condizioni di emergenza, che sarà un soggetto autorizzato e supervisionato da ANEEL.

Rinnovo delle concessioni di distribuzione

In relazione ai processi di rinnovo delle concessioni in scadenza tra il 2025 e il 2030, il Decreto 12.068/2024 del 21 giugno 2024 ha stabilito alcune linee guida, definendo i parametri tecnici ed economici che le società distributrici devono rispettare ai fini del rinnovo.
Il 25 febbraio 2025, ANEEL ha approvato la bozza di contratto di concessione e il 28 marzo 2025 Enel ha inviato al regolatore la richiesta formale per il rinnovo trentennale anticipato delle concessioni delle tre distributrici, così come previsto dallo stesso decreto, e in particolare:
- Enel Distribuição Rio: il Consiglio di ANEEL, il 19 agosto 2025, ha deliberato il parere favorevole, e ha successivamente inviato al MME lo stesso parere per il rinnovo della concessione. Il processo è attualmente in attesa di finalizzazione da parte del MME.
- Enel Distribuição Ceará: a valle della verifica della corretta attuazione del Piano di Risultati presentato nel 2025 e dell'adeguamento del periodo di osservazione dei parametri di qualità al quinquennio 2021-2025, periodo in cui la società ha dimostrato la piena conformità ai criteri stabiliti dal Decreto 12.068/2024, il Consiglio di ANEEL, il 24 marzo 2026, ha deliberato il parere favorevole al rinnovo anticipato della concessione e ha successivamente inviato lo stesso al MME. Il processo è attualmente in attesa di finalizzazione da parte del MME.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- Enel Distribuição São Paulo: in data 23 settembre 2025, ANEEL ha emanato la Nota Tecnica 44/2025 con la quale ha confermato il raggiungimento dei parametri tecnici ed economici stabiliti dal Decreto 12.068/2024 e la presenza delle condizioni legali e regolatorie per il rinnovo della concessione. Tuttavia, il processo è attualmente sospeso in conseguenza della misura cautelare emessa nella causa intentata dal Comune di San Paolo, in data 6 agosto 2025, contro la società Enel Distribuição São Paulo, ANEEL e il Governo Federale avente a oggetto, tra l'altro, la richiesta di sospensione del rinnovo della concessione della società (si veda la nota 56 "Attività e passività potenziali" per maggiori dettagli relativamente al contenzioso in corso) nonché dell'apertura da parte di ANEEL, in data 7 aprile 2026, di un procedimento amministrativo volto a valutare la sussistenza dei presupposti per l'eventuale raccomandazione al potere concedente (MME) di valutare la revoca della concessione.

L'area di concessione di San Paolo in cui insiste la concessione di distribuzione della società Enel Distribuição São Paulo è stata interessata da due eventi climatici estremi, in particolare nel mese di ottobre 2024 e dicembre 2025.

Successivamente all'evento occorso in data 11 ottobre 2024, Enel Distribuição São Paulo ha ricevuto il 21 ottobre 2024, dalla Soprintendenza dell'Ispezione Tecnica dei Servizi di Energia Elettrica (SFT) dell'ANEEL, la Notifica n. 0049/2024-SFT (TI), con la richiesta di fornire le proprie osservazioni circa le presunte non-compliance tecniche (*Report of Failures and Transgressions* - RFT) nella gestione dell'evento. Nel mese di novembre 2024, la società ha presentato le proprie osservazioni e, pur comprendendo che, secondo la normativa vigente, non sussistevano motivi per l'emissione della TI, ha comunque presentato un Piano di Recupero al fine di rispettare la scadenza e i requisiti tecnici indicati.
Durante il periodo di validità del Piano di Recupero, la società ha presentato risultati soddisfacenti, come riconosciuto dalla stessa area tecnica dell'ANEEL, che ha tuttavia raccomandato la proroga del monitoraggio del Piano di Recupero fino a marzo 2026, al fine di valutare le prestazioni e il consolidamento delle azioni strutturali attuate dalla società. In pendenza di una decisione del Consiglio di Amministrazione di ANEEL in merito, in data 10 dicembre 2025 l'area di concessione di Enel Distribuição São Paulo è stata gravemente colpita da un nuovo evento meteorologico estremo, caratterizzato da venti di particolare intensità e durata mai riscontrate in precedenza nel Paese, che ha causato gravi ripercussioni sulla rete elettrica e difficoltà nel ripristino delle aree danneggiate. Alla riunione pubblica del 7 aprile 2026 il Consiglio di Amministrazione di ANEEL ha ritenuto che la società non avesse rimediato in modo soddisfacente alle non-compliance tecniche identificate nel TI sopramenzionato e ha deliberato di aprire un procedimento amministrativo volto a valutare la sussistenza dei presupposti per l'eventuale raccomandazione al potere concedente (MME) di valutare la revoca della concessione. La società presenterà le proprie difese ed eserciterà i propri diritti nei termini e nei modi consentiti dalla normativa applicabile.

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.
L'ente regolatore ha proseguito i lavori per la revisione tariffaria per il periodo 2024-2028 per i quali si attendono sviluppi durante l'anno 2026.
Inoltre, sul fronte tecnico-normativo, sono state adottate la Revisione della Norma Tecnica di Sicurezza e Qualità del Servizio e la modifica normativa della definizione dei servizi complementari, che consente la remunerazione del costo opportunità per sistemi BESS che partecipano al mercato.

Colombia

Il settore è regolamentato dalle Leggi 142 e 143 del 1994, che stabiliscono la divisione tra generazione, trasmissione e distribuzione.
Nel 2025, l'ente regolatore (CREG) ha avviato una revisione del quadro regolatorio relativo alle tariffe di distribuzione e commercializzazione, per garantire la sostenibilità delle tariffe elettriche.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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 tutela 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. Il decreto legge n. 19/2025 (c.d. "Decreto Bollette"), convertito in legge, prevede il rinvio dell'avvio del servizio di vulnerabilità a data non anteriore alla conclusione del servizio a tutele graduali (31 marzo 2027).
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, secondo modalità operative che sono state definite da ARERA nelle delibere attuative n. 10/2025/R/eel e n. 48/2025/R/eel e s.m.i.
Il decreto legge n. 19/2025 ha anche previsto che i clienti già forniti nel servizio a tutele graduali che maturino i requisiti di vulnerabilità rimangano in tale servizio, salvo loro diversa esplicita richiesta, fino al termine dello stesso.
I clienti vulnerabili serviti alle tutele graduali al 31 marzo 2027 passeranno automaticamente nel servizio di maggior tutela o, se istituito da ARERA con appositi provvedimenti e assegnato, nel servizio di vulnerabilità.

Con il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 (c.d. "Decreto Legge Energia"), convertito con legge 2 febbraio 2024, n. 11, è stata introdotta la previsione del recupero dei costi sostenuti e non recuperabili dagli esercenti la maggior tutela a seguito del superamento del servizio, sulla base di provvedimenti da adottare da parte di ARERA.

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.

Iberia

Efficienza energetica

Il 4 marzo 2025, è stata pubblicata nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) l'Ordinanza TED/197/2025, datata 26 febbraio, che stabilisce il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (creato con la Legge 18/2014) per il 2025, pari a 132 milioni di euro per Endesa.
Si prevede che Endesa contribuisca al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per 224 milioni di euro nel 2026, potendo contribuire con almeno 18 milioni di euro (8%) direttamente e soddisfare il resto presentando Certificati di Risparmio Energetico (CAE).

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

Nell'ambito della protezione dei consumatori vulnerabili, tramite diversi regi decreti legge, tra cui il Regio Decreto Legge 4/2024 e il Regio Decreto Legge 1/2025, sono state prorogate alcune misure adottate negli anni prece-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

denti. In questo senso, è stato esteso fino al 31 dicembre 2025 il divieto di sospensione delle forniture essenziali di luce, acqua e gas ai consumatori vulnerabili. Fino al 30 giugno 2025 è stato applicato uno sconto del 50% per il consumatore vulnerabile (dal 1° luglio al 31 dicembre 2025 lo sconto è passato al 42,5%) e del 65% per il consumatore vulnerabile severo (sceso poi al 57,5% dal 1° luglio al 31 dicembre 2025). Gli sconti eccezionali previsti dal Bonus Sociale per consumatori vulnerabili e vulnerabili severi saranno rispettivamente del 42,5% e del 57,5% dal 1° gennaio al 31 dicembre 2026. Resta inoltre in vigore il divieto di sospensione della fornitura di elettricità e gas per i consumatori vulnerabili, vulnerabili severi e a rischio di esclusione sociale (consumatori che beneficiano del Bonus Sociale). In data 27 dicembre 2025, è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1524/2025 del 23 dicembre, che aggiorna i valori unitari del Bonus Sociale per l'anno 2026.

Inoltre, è stata approvata la Legge 10/2025 del 26 dicembre 2025, che disciplina i servizi di assistenza alla clientela. Questa legge stabilisce i livelli minimi di qualità e di valutazione dei servizi di assistenza ai clienti per le aziende che forniscono servizi di carattere essenziale di interesse generale e per le grandi imprese.

Misure di protezione dei consumatori: consumatori elettrointensivi

Il Regio Decreto Legge 9/2024 del 23 dicembre, che adotta misure urgenti in materia economica, tributaria, di trasporto e di sicurezza sociale, e successivamente il Regio Decreto Legge 7/2025 del 24 giugno, che approva misure urgenti per il rafforzamento del sistema elettrico, avevano prorogato lo sconto sulle tariffe di accesso alle reti di trasporto e distribuzione di elettricità per i consumatori con il certificato di consumatore elettrointensivo fino al 31 dicembre 2025. Tuttavia, la proroga dello sconto ha cessato di applicarsi a partire dal 24 giugno 2025, a causa dell'abrogazione del Regio Decreto Legge 7/2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

7 Prospettive future

Accelerazione della crescita

Focalizzazione degli investimenti nei Paesi caratterizzati da contesti stabili, con un focus su reti, rinnovabili e clienti finali, cogliendo opportunità sia *Greenfield* sia *Brownfield*. In tale ambito è prevista una significativa crescita degli investimenti nelle energie rinnovabili, la conferma dell'impegno in termini di allocazione del capitale per le reti e la continua focalizzazione sul ruolo centrale dei clienti, per incrementarne la fidelizzazione attraverso offerte bundled.

Massimizzazione della produttività del capitale

Ottimale allocazione del capitale e gestione efficiente ed efficace delle risorse economiche.

Miglioramento del profilo rischio/rendimento

Garantire un profilo rischio/rendimento equilibrato, perseguendo il miglioramento dell'utile netto ordinario per azione (EPS) nel rispetto di una rigorosa disciplina finanziaria.

Remunerazione per gli azionisti prevedibile

Coerentemente con la crescita attesa dell'EPS, è previsto un incremento del dividendo per azione (DPS) pari a circa il 6% in termini di CAGR tra il 2025 e il 2028.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel mese di febbraio 2026, il Gruppo ha presentato alla comunità finanziaria il nuovo Piano Strategico 2026-2028, che prevede un'accelerazione della crescita, grazie all'aumento degli investimenti sia *Greenfield* sia *Brownfield,* in particolare nei mercati in cui si attende un più rapido aumento della domanda di elettricità, al fine di massimizzare il ritorno delle risorse aggiuntive investite.

Per il triennio 2026-2028, il Gruppo Enel si focalizzerà pertanto su tre priorità strategiche:

- accelerare la crescita nei Paesi caratterizzati da contesti stabili con focus su reti, rinnovabili e clienti finali, attraverso investimenti *Greenfield* e *Brownfield*;
- massimizzare la produttività del capitale grazie a un'ottimale allocazione e una gestione efficiente ed efficace delle risorse economiche;
- garantire un profilo rischio/rendimento bilanciato al fine di perseguire un miglioramento dell'utile netto ordinario per azione (EPS) mantenendo al contempo una rigorosa disciplina finanziaria.

Il nuovo Piano Strategico 2026-2028 prevede investimenti totali lordi pari a circa 53 miliardi di euro, in aumento di circa 10 miliardi di euro rispetto al Piano precedente e con la seguente allocazione:

- oltre 26 miliardi di euro destinati ai Business Integrati, dove il Gruppo prevede una forte accelerazione degli investimenti nelle Rinnovabili, che raggiungeranno circa 20 miliardi di euro (+8 miliardi di euro circa rispetto al precedente Piano), con focus nelle geografie caratterizzate da significativa crescita della domanda elettrica. Attraverso questi investimenti, il Gruppo prevede di aggiungere 15 GW complessivi di capacità rinnovabile, di cui circa 9 GW attraverso progetti *Greenfield* e circa 6 GW tramite opportunità *Brownfield*. Inoltre, si prevede che la nuova capacità sarà costituita per più del 75% da eolico e tecnologie programmabili, quali impianti di accumulo a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS). Per quanto riguarda i Clienti, il Gruppo intende aumentarne la fidelizzazione attraverso offerte bundled, includendo anche servizi aggiuntivi all'elettricità e gas;
- oltre 26 miliardi di euro destinati alle Reti, di cui: (i) circa il 55% in Italia, dove è prevista una rapida crescita; (ii) oltre il 20% in Iberia, in previsione di un'ulteriore accelerazione dopo il 2028; (iii) quasi il 25% in America Latina. Si prevede che l'incremento degli investimenti nelle Reti porti la Regulated Asset Base (RAB) del Gruppo a circa 58 miliardi di euro nel 2028 rispetto a 47 miliardi di euro circa a fine 2025, con una crescita del 22%.

Il risultato delle azioni strategiche sopra descritte consente di prevedere per l'anno 2028 un EPS compreso tra 0,80 e 0,82 euro, in crescita rispetto ai circa 0,69 euro del 2025, con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 6%.

Nel 2026 sono previsti:

- investimenti nelle reti di distribuzione focalizzati nelle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio stabile e visibile;
- investimenti nelle rinnovabili, sia attraverso lo sviluppo di progetti *Greenfield* sia facendo leva su opportunità *Brownfield*, massimizzando la redditività del capitale investito e minimizzando i rischi;
- gestione attiva del portafoglio clienti per potenziare le offerte integrate e migliorare la gestione dei clienti e dei servizi.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Sulla base di quanto sopra esposto, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2026-2028 del Gruppo.

Target	2025	2026	2028
Utile netto ordinario per azione, EPS (€/azione)	0,69	0,72-0,74	0,80-0,82
Dividendo per azione, DPS (€/azione)	0,49	CAGR ~+6%(1)	

(1) In linea con la crescita attesa dell'EPS.

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: 47 "Strumenti finanziari per categoria", 48 "Risk management", 50 "Derivati ed hedge accounting" e 51 "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 2025.
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 59 "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 53 "Informativa sulle parti correlate" del Bilancio consolidato.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 31.12.2025		al 31.12.2024	
Valori civilistici di Enel SpA	**3.068**	**34.403**	**2.598**	**36.386**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	1.344	(100.034)	6.287	(99.315)
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	5.393	93.338	9.180	90.368
Riserva di traduzione	-	(8.215)	-	(6.352)
Avviamento	-	13.051	(3)	12.850
Dividendi infragruppo	(5.395)	-	(10.647)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(185)	(475)	(399)	(206)
TOTALE GRUPPO	**4.225**	**32.068**	**7.016**	**33.731**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.356**	**14.737**	**1.213**	**15.440**
BILANCIO CONSOLIDATO	**5.581**	**46.805**	**8.229**	**49.171**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket sdir storage CERTIFIED

RELAZIONE SULLA GESTIONE

8 Rendicontazione di Sostenibilità

Informazioni generali **232**

Basis for preparation della Rendicontazione di Sostenibilità 232
Coinvolgimento degli stakeholder 235
Doppia materialità 238
Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della Rendicontazione di Sostenibilità 250
Executive summary 261

Informazioni ambientali **269**

Cambiamento climatico 269
Conservazione del capitale naturale 270
Inquinamento 278
Acque e risorse marine 283
Biodiversità ed ecosistemi 288
Uso delle risorse ed economia circolare 298
Tassonomia europea 304

Informazioni sociali **325**

Forza lavoro propria 325
Salute e sicurezza 342
Lavoratori nella catena del valore 355
Comunità interessate 363
Consumatori e utilizzatori finali 372

Informazioni sulla governance **381**

Condotta d'impresa 382
Influenza politica e attività di lobbying 387
Gestione dei diritti umani 389
Data protection 394
Trasparenza fiscale 396

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni generali

Basis for preparation della Rendicontazione di Sostenibilità

ESRS 2 BP-1; BP-2

La Rendicontazione di Sostenibilità 2025 del Gruppo Enel è strutturata in quattro sezioni 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.

In continuità con lo scorso anno, si è optato per riportare separatamente le informazioni richieste dall'ESRS S1 Own Workforce relative alle policy, alle azioni, agli obiettivi e alle metriche connesse al tema "salute e sicurezza", considerata la rilevanza della tematica per il Gruppo Enel.

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 paragrafo "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 2025 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".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 19 marzo 2026 e la stessa 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
Orizzonte temporale di breve termine	12 mesi, in linea con quello adottato dal Gruppo nel Bilancio consolidato
Orizzonte temporale di medio termine	Dalla fine del periodo di riferimento a breve termine fino a 3 anni, in linea con il Piano Strategico del Gruppo
Orizzonte temporale di 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 un 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 alle 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).
In ottemperanza alle previsioni del Regolamento delegato (UE) 2025/1416 noto come "Quick Fix Amendment", pubblicato dalla Commissione Europea l'11 luglio 2025, il Gruppo Enel ha scelto di avvalersi dei seguenti phased-in previsti dagli ESRS.

Standard	Disclosure requirement
ESRS 2	• SBM-1 Breakdown of total revenue by significant sector, 40 b) e 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 • S1-12 Persons with disabilities • 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Inoltre, il Gruppo ha optato per ricorrere alla possibilità di fornire informazioni sintetiche, prevista dalla clausola di salvaguardia introdotta dal Quick Fix Amendment, per i seguenti temi materiali: biodiversità, forza lavoro propria, lavoratori nella catena del valore, comunità e consumatori finali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 progetti e iniziative o il rafforzamento di processi e procedure aziendali.

Per quanto riguarda le categorie di stakeholder rilevanti per il Gruppo, queste 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 dipendenti, 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. 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 adeguatamente tenute in conto nei processi di business e per supportare quindi la crescita e la creazione di valore lungo tutta la catena del valore del Gruppo. 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 risultati di tale coinvolgimento nell'ambito di tali processi, si rimanda rispettivamente ai paragrafi "Doppia materialità" e "Gestione dei diritti umani" della Rendicontazione di Sostenibilità. Inoltre, per le modalità di comunicazione dei risultati delle attività di coinvolgimento degli stakeholder degli organi di amministrazione, direzione e controllo, si rimanda alla sezione "Governance", capitolo "Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel".

Infine, 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".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Categoria di stakeholder rilevanti

DIPENDENTI	FORNITORI	SOCIETÀ CIVILE
Modalità e iniziative di coinvolgimento		
• Incontri con i rappresentanti dei lavoratori in materia di ESG e salute e sicurezza. • Comitati bilaterali in materia di sostenibilità e salute e sicurezza. • Webinar e 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 clima aziendale, 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 di ESG e 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 e tavoli pubblici e interviste in fase di valutazione ESIA per l'avvio di nuovi progetti e/o chiusura degli 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).
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 il 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 i gruppi vulnerabili, come popolazioni locali, indigene e tribali.
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 di ESG e 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

CLIENTI	COMUNITÀ FINANZIARIA	ISTITUZIONI
• Canali di raccolta e gestione dei 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 di categoria o di consumatori. • Iniziative di sensibilizzazione in materia di efficienza energetica. • Canali dedicati alle imprese, soprattutto medio-grandi, attraverso key-account manager.	• Questionari per indici e rating ESG. • Relazioni con analisti e investitori (road show, incontri dedicati, questionari dedicati, richieste specifiche). • Capital market day, call trimestrali e annuali.	• Consultazioni e 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.
• 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.	• 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.
• Piani d'azione per il miglioramento della soddisfazione del cliente e del tasso di retention. • Sviluppo di progetti e offerte commerciali dedicati a clienti vulnerabili.	• 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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.
Il Gruppo ha disegnato e implementato un processo in linea con i requisiti introdotti, a livello europeo, dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), dagli European Sustainability Reporting Standards (ESRS) e dalle relative linee guida. In continuità con il passato, sono stati definiti 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 paragrafo "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 dal Gruppo, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

In linea con quanto previsto dalla normativa in vigore, il processo di doppia materialità effettuato dal Gruppo si compone di quattro fasi, di seguito riepilogate:

Fase del processo	Descrizione
1 COMPRENSIONE DEL CONTESTO	• Analisi del **contesto interno**, principalmente basata sul Piano Strategico e sulle altre informazioni fornite agli investitori. • Analisi 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 in cui il Gruppo opera, individuando i trend più rilevanti in ambito ESG (c.d. "megatrend"). • **Mappatura delle relazioni commerciali chiave**, sulla base della combinazione di specifiche caratteristiche qualitative e quantitative. • **Identificazione** (attraverso un'attività di stakeholder engagement), **mappatura e prioritizzazione dei key affected stakeholder**. Il Gruppo ha definito un processo strutturato di valutazione della rilevanza dell'attività degli stakeholder, in linea con le disposizioni dell'Accountability AA1000 Stakeholder Engagement Standard (AA1000SES), per i cui risultati si rinvia al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder".
2 IDENTIFICAZIONE DEGLI IRO E DELLE QUESTIONI DI SOSTENIBILITÀ	• **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, ovvero rischi od opportunità che nascono da dipendenze ambientali e sociali. • **Correlazione degli IRO individuati con i rischi** mappati **nel Risk Catalogue** del Gruppo.
3 VALUTAZIONE E DETERMINAZIONE DEGLI IRO MATERIALI	• **Valutazione degli IRO identificati** da parte degli stakeholder interni ed esterni rilevanti per il Gruppo, con l'obiettivo di **determinare gli impatti materiali** (attraverso la materialità di impatto) e i **rischi e le opportunità materiali** (attraverso la materialità finanziaria). • **Materialità d'impatto** La valutazione della gravità ("severity") degli impatti è determinata sulla base delle caratteristiche dell'entità ("scale"), della portata ("scope") e, solo per gli impatti negativi, dell'irreversibilità ("irremediable character"). Il criterio della gravità è stato valutato con un punteggio da 1 a 5 (1. Bassa, 2. Medio-bassa, 3. Media, 4. Medio-alta e 5. Alta). Per gli impatti potenziali, la gravità è ponderata per la probabilità di accadimento nell'orizzonte temporale di riferimento, secondo un punteggio da 1 a 5 (1. Molto improbabile, 2. Remoto, 3. Possibile, 4. Probabile e 5. Molto probabile). 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"). • **Materialità finanziaria** 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. I criteri sono valutati con un punteggio da 1 a 5, nel dettaglio: a. per la potenziale entità degli effetti finanziari: 1. Bassa, 2. Medio-bassa, 3. Media, 4. Medio-alta e 5. Alta; b. per la probabilità di accadimento: 1. Molto improbabile, 2. Remoto, 3. Possibile, 4. Probabile e 5. Molto probabile. 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 reporting, le soglie sono basate su fattori qualitativi e su intervalli di possibili effetti (alto/medio/basso). • **Combinazione dei risultati** al fine della determinazione degli IRO materiali.
4 REPORTING	• Identificazione della disclosure da riportare nella Rendicontazione di Sostenibilità 2025 sulla base degli IRO risultati rilevanti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati

ESRS 2 SBM-3

Si riportano di seguito i risultati del processo di doppia materialità (DMA) a livello di Gruppo.
L'attività, che viene aggiornata annualmente, nel 2025 è stata implementata anche nei principali Paesi di presenza del Gruppo, coinvolgendo le società più rilevanti.

Comprensione del contesto (fase 1)

L'analisi di contesto è stata condotta considerando il quadro esterno, in cui gli aspetti ESG (Environmental, Social & Governance) si sono affermati come driver strategici per imprese e istituzioni, e il contesto interno del Gruppo, inclusi i principali documenti di pianificazione e indirizzo strategico. L'analisi integra in modo coerente le prospettive ESG e industriale.

Per il 2025 sono stati confermati i seguenti trend ESG più rilevanti a livello globale:

1. **evoluzione della governance e del contesto politico internazionale**, caratterizzato da conflitti, politiche protezionistiche e quadri regolatori sempre più stringenti che generano instabilità nei mercati e incidono sulla competitività delle imprese;
2. **cambiamento climatico**, caratterizzato dall'aumento della frequenza e dell'intensità degli eventi estremi e dalla crescente urgenza della transizione energetica. Il contesto richiede il rafforzamento delle strategie di mitigazione e adattamento e l'evoluzione delle infrastrutture e dei modelli operativi, con implicazioni rilevanti per la resilienza del sistema energetico e la sostenibilità del modello di business;
3. **rivoluzione digitale**, con l'intelligenza artificiale sempre più dominante e in evoluzione da tecnologia abilitante a pilastro della transizione sostenibile, con effetti rilevanti su efficienza operativa e innovazione, ma anche con sfide crescenti in termini di etica, consumo energetico, sicurezza dei dati e impatti sul mercato del lavoro.

Identificazione degli IRO (fase 2), valutazione e determinazione degli IRO materiali (fase 3)

Nel 2025 è stata inoltre condotta una revisione dei temi ESG e della lista degli impatti, rischi e opportunità (IRO) e un'attività di complessiva **razionalizzazione degli IRO**.

Coinvolgimento degli stakeholder

Oltre alle principali funzioni e Linee di Business di riferimento, nonché alle principali società del Gruppo, la valutazione e la convalida degli IRO rilevanti hanno visto coinvolti gli stakeholder chiave (key affected stakeholder) di Enel. Le categorie di stakeholder chiave sono state identificate nelle seguenti: Dipendenti, Fornitori, Clienti, Istituzioni, Società civile, Comunità finanziaria.
Il dialogo costante e l'ascolto attivo degli stakeholder rappresentano per Enel una leva strategica per orientare le scelte di business in modo coerente con le aspettative della società e con le sfide globali della transizione energetica. In tale ambito, il Gruppo promuove un approccio partecipativo, in cui il contributo degli stakeholder diventa una leva strategica per la definizione delle scelte aziendali e per il successo della transizione energetica.
Pertanto, nel 2025 il Gruppo ha ulteriormente rafforzato il processo di **stakeholder engagement** a supporto dell'analisi di doppia materialità, coinvolgendo circa 99.000 stakeholder chiave. A ciascuno è stata richiesta la valutazione degli IRO in termini di probabilità di accadimento e significatività, al fine di garantire una rappresentazione completa delle priorità ESG. Le principali novità introdotte nel 2025 includono l'ampliamento della popolazione coinvolta per tutte le categorie di stakeholder chiave e l'avvio di iniziative di formazione dedicate a dipendenti e fornitori sulle tematiche ESG e sul processo di doppia materialità. In particolare, sono stati implementati programmi di formazione su scala globale che hanno coinvolto circa 60.000 dipendenti e 2.500 fornitori.

Per l'implementazione del processo di doppia materialità Enel utilizza il sistema informatico proprietario "e-MIA", che supporta la raccolta, la valutazione e l'analisi strutturata dei temi ESG. Nel 2025 è stato inoltre redatto un manuale operativo a supporto della valutazione degli IRO su e-MIA da parte dei referenti aziendali. Nello stesso anno è stata rafforzata l'integrazione del processo di materialità con gli altri processi di Gruppo, attraverso l'allineamento degli IRO alle categorie del Risk Catalogue di Gruppo e delle soglie di materialità al Risk Landscape Enel Group©.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Soglie di materialità per impatti, rischi e opportunità

Come descritto nel precedente paragrafo dedicato al processo di doppia materialità, Enel ha definito specifiche soglie per la valutazione della materialità d'impatto e finanziaria, basate sulla combinazione di tre fattori: la **probabilità** di accadimento, la **magnitudo** (o severity), l'**orizzonte temporale** di breve (<1 anno), medio (da 1 a 3 anni) e lungo termine (superiore ai 3 anni).

Si riportano di seguito le matrici delle combinazioni di probabilità e magnitudo che, in associazione a un orizzonte temporale di breve o di medio termine, determinano la materialità degli impatti positivi, degli impatti negativi e di rischi e opportunità.

Soglie per la materialità d'impatto

IMPATTI POSITIVI

Magnitudo (Scala + scope)

Probabilità	Bassa	Medio-bassa	Media	Medio-alta	Alta
Molto improbabile					
Remoto					
Possibile					
Probabile					Impatto positivo materiale
Molto probabile					Impatto positivo materiale

IMPATTI NEGATIVI

Magnitudo (Scale + scope + irremediable character)

Probabilità	Bassa	Medio-bassa	Media	Medio-alta	Alta
Molto improbabile					
Remoto					
Possibile					Impatto negativo materiale
Probabile				Impatto negativo materiale	Impatto negativo materiale
Molto probabile				Impatto negativo materiale	Impatto negativo materiale

RISCHI E OPPORTUNITÀ

Magnitudo

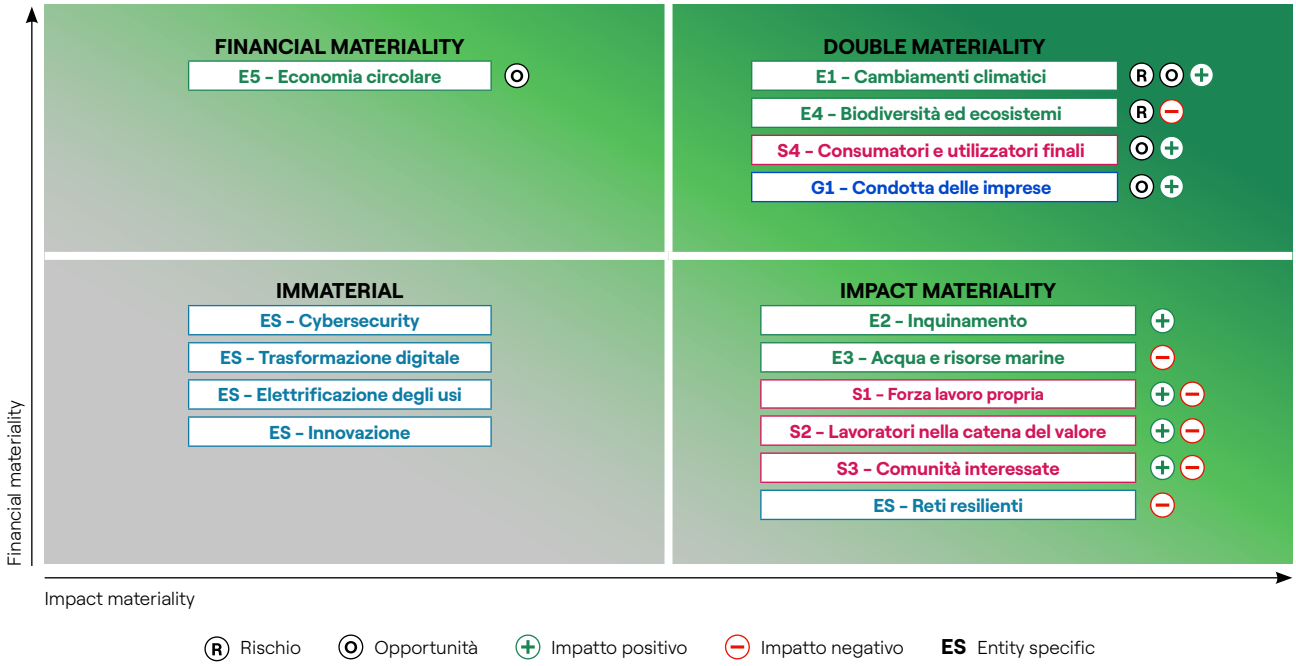
Probabilità	Bassa	Medio-bassa	Media	Medio-alta	Alta
Molto improbabile					
Remoto					
Possibile			Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali
Probabile		Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali
Molto probabile		Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali	Rischio/opportunità materiali

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati della doppia materialità

L'analisi di doppia materialità 2025 ha individuato 27 IRO materiali, di cui 13 impatti positivi, 5 impatti negativi, 2 rischi e 7 opportunità (si veda la tabella di dettaglio). Sono inoltre emersi 11 temi materiali, 19 sottotemi materiali e 9 sotto-sottotemi materiali. I temi materiali, illustrati nella matrice, coprono tutte le tematiche ESRS, con l'integrazione di un tema specifico relativo alla gestione delle reti di distribuzione. Di questi, quattro risultano avere la "doppia materialità", presentando sia impatti sia rischi e/o opportunità materiali. Nello specifico, Cambiamenti climatici (E1), Biodiversità ed ecosistemi (E4), Consumatori e utilizzatori finali (S4) e Condotta delle imprese (G1) si collocano nel quadrante in alto a destra e i relativi IRO sono fortemente collegati alla strategia del Gruppo di crescita sostenibile e creazione di valore.

MATRICE DI RAPPRESENTAZIONE DEI RISULTATI MATERIALI "HIGH-LEVEL"



Lista dei sottotemi materiali

E1 – Mitigazione dei cambiamenti climatici
E1 – Adattamento al cambiamenti climatici
E1 – Energia
E2 – Inquinamento dell'aria
E3 – Prelievi idrici
E4 – Fattori di impatto diretto sulla perdita di biodiversità
E4 – Impatti sullo stato della specie
E5 – Rifiuti

S1 – Parità di trattamento e opportunità per tutti
S1 – Condizioni di lavoro (Forza lavoro propria)
S2 – Condizioni di lavoro (Lavoratori nella catena del valore)
S3 – Diritti economici, sociali e culturali delle comunità
S4 – Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali
S4 – Impatti legati alle informazioni per i consumatori e/o per gli utilizzatori finali

G1 – Cultura d'impresa
G1 – Impegno politico e attività di lobbying
G1 – Gestione dei rapporti con i fornitori, comprese le prassi di pagamento
G1 – Corruzione attiva e passiva

ES – Trasparenza fiscale
ES – Gestione operativa delle reti

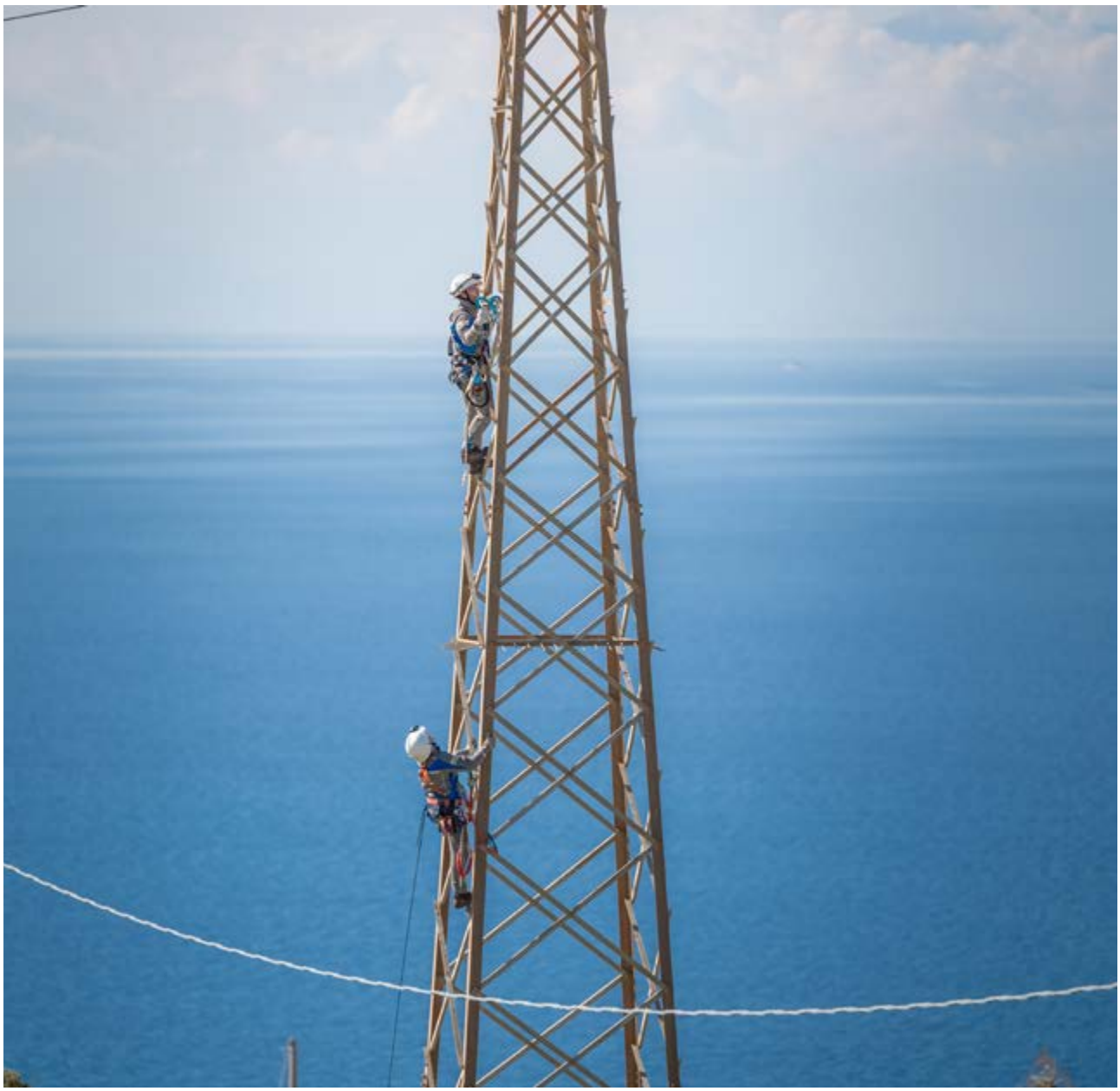
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Impatti, rischi e opportunità materiali

Nella tabella seguente sono rappresentati i 27 IRO identificati come materiali dal processo di DMA 2025. Per ciascun tema ESRS vengono specificati i sottotemi di riferimento di ogni IRO con la descrizione degli stessi e la tipologia, oltre che l'orizzonte temporale e la fase della catena del valore da cui si genera o in cui si verifica l'impatto, il rischio o l'opportunità. Per maggiori dettagli su ciascun IRO e sulle azioni messe in campo da Enel per la relativa gestione, si rimanda alle sezioni di approfondimento riportate in tabella.

Rispetto ai risultati di materialità 2024, si evidenzia che due impatti negativi collegati rispettivamente ai temi Lavoratori nella catena del valore (S2) e Consumatori e utilizzatori finali (S4), oltre a un rischio sulla Condotta delle imprese (G1), non risultano più materiali nel 2025. Questo grazie all'efficacia delle misure intraprese dal Gruppo e al progressivo allineamento alle aspettative degli stakeholder in termini di rafforzamento della tutela dei diritti umani lungo l'intera catena del valore, all'introduzione di clausole di tracciabilità dei materiali critici e a iniziative dedicate ai clienti vulnerabili.

L'analisi 2025 registra inoltre l'emergere di due impatti positivi materiali legati uno all'ampliamento dell'offerta di soluzioni per i clienti vulnerabili, l'altro al potenziamento della trasparenza nei rapporti contrattuali con i fornitori, a presidio delle migliori pratiche di governance, etica, diritti umani, salute, sicurezza e ambiente.



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

IRO materiali

		Gestione IRO
	E1 – CAMBIAMENTI CLIMATICI	
	E1 – Adattamento ai cambiamenti climatici	
1	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	*Il Gruppo valuta i rischi climatici a livello di asset, definendo le priorità e le esigenze di adattamento, a supporto del Piano di Adattamento e del processo di Business Plan. È stato inoltre sviluppato un catalogo di misure di adattamento che, per tecnologia e fenomeno climatico, identifica soluzioni finalizzate a rafforzare la resilienza e la capacità di risposta degli asset.*
2	Miglioramento dei quadri normativi per sostenere gli investimenti nella resilienza delle infrastrutture, con l'obiettivo di mitigare i rischi climatici fisici e ridurre al minimo le interruzioni del servizio	*Enel definisce le attività prioritarie per il miglioramento delle performance tecniche e operative delle infrastrutture tramite le Linee Guida del Piano di Potenziamento della Resilienza della Rete. Tali interventi rientrano nel Piano Resilienza in Italia e tengono conto delle esigenze di adattamento e dei quadri regolatori-istituzionali in altri Paesi, come l'Europa e il Sud America.*
	E1 – Mitigazione dei cambiamenti climatici	
3	Contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile, anche tramite PPA e REC	*Il Gruppo si impegna a ridurre le emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile ai clienti finali, insieme alla progressiva riduzione del gap tra produzione propria e volumi venduti.*
4	Accompagnare il processo di elettrificazione dei consumi implementando soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione stradale), per le imprese (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica di case e condomini)	*Il Gruppo, oltre a fornire elettricità priva di emissioni ai clienti finali, offre soluzioni tecnologiche mirate alla decarbonizzazione dei consumi energetici in diversi settori come: servizi industriali, mobilità elettrica, sistemi per l'illuminazione pubblica, favorendo una riduzione strutturale delle emissioni lungo l'intera catena del valore.*
5	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	*Avvalendosi di specifici scenari di transizione, il Gruppo valorizza le opportunità della transizione energetica nei Paesi in cui opera, grazie allo sviluppo delle rinnovabili, il potenziamento della resilienza delle reti e delle attività retail.*
6	Mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra, anche attraverso la decarbonizzazione della flotta, che abilita l'accesso al capitale e ai finanziamenti green	*Enel prevede di migliorare il proprio mix energetico a favore delle rinnovabili, attestandosi con una quota rinnovabile dell'83% (forecast 2025) e un piano di investimenti dedicati a generazione rinnovabile, generazione flessibile, BESS e reti.*
7	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibile che abilita un percorso di crescita per i fornitori e l'accesso al capitale e ai finanziamenti green per il Gruppo	*Il Gruppo ha introdotto requisiti specifici nelle gare d'appalto relativi alla certificazione dell'impronta di carbonio per le principali forniture, sostenendo la riduzione delle emissioni nella catena di fornitura e promuovendo l'adozione di standard ambientali avanzati.*
	E1 – Energia	
8	Prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali	*L'impegno del Gruppo nella riduzione del consumo di combustibili per la produzione elettrica è direttamente connesso al progressivo phase-out della capacità termoelettrica, contribuendo in modo strutturale alla diminuzione delle emissioni dirette generate dal processo produttivo.*
	E2 – INQUINAMENTO	
	E2 – Inquinamento dell'aria	
9	Miglioramento delle condizioni ambientali nelle aree limitrofe agli asset industriali dell'Azienda, derivante dalla riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici (diversi dai gas serra) perseguita attraverso programmi di monitoraggio e miglioramento continuo, oltre che dalla progressiva transizione verso tecnologie rinnovabili	*Il Gruppo attua piani d'azione orientati: alla riduzione delle emissioni totali e specifiche dei principali inquinanti atmosferici (SO_2, NO_x, particolato e mercurio), in coerenza con il percorso di transizione energetica e con la progressiva dismissione delle centrali a carbone; all'adozione delle migliori tecnologie di abbattimento e controllo delle emissioni disponibili e in linea con i limiti di emissione più rigorosi stabiliti nei diversi contesti regolatori.*
	E3 – ACQUE E RISORSE MARINE	
	E3 – Acque	
10	Impoverimento della quantità di acqua dolce a causa dell'uso non sostenibile delle risorse idriche nelle attività dirette (per esempio, prelievi eccessivi rispetto alla capacità di rigenerazione della risorsa o alle esigenze ecosistemiche e socioeconomiche, in particolare nelle aree sottoposte a stress idrico)	*Il Gruppo adotta un robusto sistema di monitoraggio e piani di miglioramento continuo volti a ridurre gli impatti e mitigare i rischi legati all'uso delle risorse idriche. Le azioni principali puntano a diminuire prelievi e consumi d'acqua, massimizzare l'uso di fonti non scarse e il recupero delle acque reflue, e garantire una gestione sostenibile dei bacini idroelettrici, tutelando ecosistemi e flussi vitali minimi.*

Legenda: (I) Impatto (R) Rischio (O) Opportunità (+) Positivo (−) Negativo (E) Effettivo (P) Potenziale
O Breve termine OO Medio termine OOO Lungo termine O.P. Operazioni Proprie

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	IRO	(+/-)	Effettivo/Potenziale	Orizzonte temporale	Catena del valore			Paragrafo
				OOO	Up	O.P.	Down	
	R	−	P	OO		X		Cambiamenti climatici
	O	+	P	OO		X		Cambiamenti climatici
	I	+	E		X		X	Cambiamenti climatici
	I	+	E				X	Cambiamenti climatici
	O	+	P	OO		X		Cambiamenti climatici
	O	+	P	OO		X		Cambiamenti climatici
	O	+	P	OO	X			Cambiamenti climatici; Lavoratori nella catena del valore
	I	+	E			X		Cambiamenti climatici
	I	+	P	OO		X		Inquinamento
	I	−	P	OO		X		Acque e risorse marine

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

		Gestione IRO
	E4 – BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI	
	E4 – Fattori di impatto diretto sulla perdita di biodiversità	
11	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 dell'Azienda (per esempio, trasformazione di habitat e impatto su specie protette e/o aree protette a seguito di attività di costruzione o esercizio di asset)	*Enel applica il principio della gerarchia di mitigazione, volto alla riduzione degli impatti sulla biodiversità, privilegiando siti che non presentano potenziali criticità ambientale e definendo piani d'azione e misure compensative, quando necessario. Il Gruppo ha inoltre sviluppato una roadmap per misurarne i progressi verso l'obiettivo No Net Loss.*
	E4 – Impatti sullo stato delle specie	
12	Danni reputazionali, multe e aumento dei costi di realizzazione, gestione e ripristino a causa della perdita di biodiversità e degli impatti sullo stato delle specie, riduzione dell'accettabilità da parte delle comunità locali a seguito della costruzione o dell'esercizio di impianti di produzione e distribuzione (che causano la frammentazione e il degrado di habitat naturali, aree protette o specie)	*Enel adotta processi e procedure rigorose per garantire una corretta gestione dei rifiuti propri e dei fornitori degli appaltatori, prevedendo procedure autorizzative e di verifica delle qualifiche dei fornitori. Eventi accidentali e non conformità vengono registrati, analizzati e condivisi internamente per prevenire ricorrenze e favorire il miglioramento continuo.*
	E5 – RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE	
	E5 – Rifiuti	
13	Vantaggio economico e reputazionale legato alla riduzione della produzione di rifiuti non pericolosi e della destinazione in discarica delle operazioni dirette e indirette attraverso l'ottimizzazione dei processi di segregazione, trattamento e recupero e la promozione di catene di utilizzo finale sostenibili	*Enel monitora e comunica tutti i flussi di rifiuti propri e degli appaltatori e attua politiche e piani d'azione per ridurre la produzione di rifiuti, aumentarne il recupero, minimizzare il ricorso alla discarica e applicare la responsabilità estesa del produttore lungo l'intera catena del valore.*
	S1 – FORZA LAVORO PROPRIA	
	S1 – Parità di trattamento e di opportunità per tutti	
14	Valorizzazione della diversità attraverso le politiche adottate dall'Azienda, ove applicabili ai sensi della normativa locale	*Enel promuove la diversità attraverso politiche e strategie inclusive che garantiscono pari opportunità di accesso ai ruoli di leadership, con obiettivi specifici sulla rappresentanza femminile. Il Gruppo applica la policy DEIB per assicurare parità di genere e pay equity, favorendo un ambiente di lavoro equo e meritocratico.*
15	Valorizzazione del talento delle persone Enel con l'obiettivo di riconoscere le capacità individuali e supportare la valutazione delle performance	*Enel adotta un approccio integrato per la valorizzazione del talento attraverso il processo di Performance Management che valuta obiettivi, comportamenti e valori aziendali, supportando i meccanismi di rewarding.*
	S1 – FORZA LAVORO PROPRIA S2 – LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE	
	S1 – Condizioni di lavoro	
16	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	*Enel adotta sistemi di gestione della salute e sicurezza conformi allo standard UNI ISO 45001 in tutte le società del Gruppo, garantendo processi efficaci, azioni correttive strutturate e una diffusa cultura della sicurezza. Attraverso questo modello, il Gruppo assicura il rispetto normativo e promuove il miglioramento continuo delle proprie performance in ambito salute e sicurezza sul lavoro.*
17	Diminuzione del numero di infortuni sul lavoro subiti dai lavoratori (inclusi lavoratori Enel e contrattisti), grazie a sistemi di gestione supportati da strumenti digitali per la prevenzione e il monitoraggio centralizzato degli eventi e dei KPI di sicurezza, oltre che da un approccio basato sull'analisi dei rischi e sul miglioramento continuo, superando la conformità normativa	*Enel applica sistemi di gestione della salute e sicurezza conformi allo standard ISO 45001 in tutte le società del Gruppo e utilizza sistemi digitali centralizzati per registrare e monitorare tutti gli incidenti e i relativi KPI, così da individuare e implementare azioni di mitigazione come analisi delle cause, aggiornamento delle procedure, formazione mirata e diffusione delle lezioni apprese.*
	S3 – COMUNITÀ INTERESSATE	
	S3 – Diritti economici, sociali e culturali delle comunità	
18	Diminuzione dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali a causa della chiusura di impianti di generazione tradizionali	*Enel sviluppa iniziative specifiche con le comunità in cui opera, volte a mitigare gli impatti e generare benefici sul territorio. Le azioni includono programmi di formazione per migliorare l'occupabilità e progetti territoriali per valorizzare il patrimonio locale, promuovere turismo sostenibile, biodiversità e competenze sulla transizione energetica.*
19	Implementazione di progetti di sostenibilità per promuovere la riduzione della povertà energetica verso i gruppi vulnerabili e sostenere l'accesso all'energia anche attraverso processi di consultazione per recepire le esigenze locali	*Enel supporta lo sviluppo socio-economico dei territori attraverso interventi mirati che includono progetti di efficientamento energetico e agevolazioni per ridurre la povertà energetica. Il Gruppo promuove inoltre iniziative di formazione e sensibilizzazione per favorire un uso sicuro e consapevole dell'energia, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili.*

Legenda: (I) Impatto (R) Rischio (O) Opportunità (+) Positivo (−) Negativo (E) Effettivo (P) Potenziale
O Breve termine OO Medio termine OOO Lungo termine O.P. Operazioni Proprie

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	IRO	(+/-)	Effettivo/Potenziale	Orizzonte temporale	Catena del valore			Paragrafo
				OOO	Up	O.P.	Down	
	I	−	P	OO		X		Biodiversità ed ecosistemi
	R	−	P	O		X		Biodiversità ed ecosistemi
	O	+	P	OO		X		Uso delle risorse ed economia circolare
	I	+	E			X	X	Forza lavoro propria
	I	+	E			X		Forza lavoro propria
	I	−	P	OO	X	X		Salute e sicurezza
	I	+	P	OO	X	X		Salute e sicurezza
	I	−	E			X		Comunità interessate
	I	+	E				X	Comunità interessate

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

		Gestione IRO
S4 – CONSUMATORI E UTILIZZATORI FINALI		
S4 – Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali		
20	Maggiore offerta di 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.)	*Enel sta potenziando il supporto ai clienti vulnerabili creando gruppi di lavoro dedicati e sta inoltre collaborando con Consumers International per avviare una collaborazione multistakeholder per lo sviluppo di servizi e soluzioni specifiche per i consumatori energetici vulnerabili.*
S4 – Impatti legati alle informazioni per i consumatori e/o per gli utilizzatori finali		
21	Minori perdite economiche dovute a una buona fidelizzazione e soddisfazione dei clienti	*Enel mantiene una chiara focalizzazione sulla gestione, sull'esperienza e sulla soddisfazione dei clienti, ulteriormente rafforzata dal nuovo programma di Loyalty che favorisce il coinvolgimento attivo attraverso iniziative mirate. Il contatto puntuale e tempestivo con i clienti è una leva chiave per aumentare la soddisfazione, anche grazie all'attivazione immediata a valle di feedback negativi (progetto "close the loop").*
G1 – CONDOTTA DELLE IMPRESE		
G1 – Corruzione attiva e passiva		
22	Contributo alla sensibilizzazione e alla diffusione dei princípi di integrità ed etica nella condotta aziendale	*Il Sistema di Controllo Anticorruzione di Enel si fonda sul Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" ed è certificato secondo lo standard ISO 37001, esteso alle principali società del Gruppo. Il Gruppo assicura inoltre un costante impegno formativo attraverso corsi obbligatori su compliance etica, come quelli sul "Codice Etico" e il "Programma Anticorruzione Enel".*
G1 – Cultura d'impresa		
23	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	*Enel ha introdotto un regolamento interno che definisce regole e procedure chiare per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, in conformità alle normative vigenti. Inoltre, ha adottato una specifica Politica di Coinvolgimento degli Stakeholder Finanziari che garantisce e rafforza un dialogo trasparente e continuativo con la comunità finanziaria, coerente con i princípi di buona governance.*
G1 – Gestione dei rapporti con i fornitori, comprese le prassi di pagamento		
24	Trasparenza nei rapporti contrattuali con il fornitore per garantire il rispetto delle best practice in termini di governance, etica, diritti umani, salute e sicurezza e ambiente	*Le Condizioni Contrattuali Generali del Gruppo includono clausole etiche che impongono ai fornitori il rispetto del Global Accord, il divieto di lavoro forzato e l'adesione alla Politica interna sui Diritti Umani.*
G1 – Impegno politico e attività di lobbying		
25	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	*Enel adotta un modello di governance che integra le tematiche di sostenibilità, incluse quelle ambientali, nei processi decisionali, tramite compiti e responsabilità assegnati ai principali organi aziendali.*
ES – ENTITY-SPECIFIC		
ES – Trasparenza fiscale		
26	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	*Enel ha rafforzato la propria strategia fiscale inserendola in una Policy di Gruppo, nel Codice Etico e in accordi con le organizzazioni sindacali, oltre a renderla pubblica sul sito web e in specifici report annuali. Inoltre, promuove attivamente i princípi di trasparenza e legalità fiscale attraverso la partecipazione a forum e network internazionali dedicati.*
ES – Gestione operativa delle reti		
27	Potenziale diminuzione dell'affidabilità della rete (QoS - qualità del servizio) a causa di possibili ritardi negli investimenti e a causa di eventi meteorologici estremi	*Enel ha potenziato la resilienza della rete attraverso investimenti dedicati, manutenzione continua, piani di emergenza e formazione del personale, accordi con le autorità locali e misure per ridurre i disagi ai clienti, garantendo rialimentazioni rapide e priorità alle aree critiche e clienti vulnerabili.*

Legenda: (I) Impatto (R) Rischio (O) Opportunità (+) Positivo (−) Negativo (E) Effettivo (P) Potenziale
O Breve termine OO Medio termine OOO Lungo termine O.P. Operazioni Proprie

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	IRO	(+/-)	Effettivo/Potenziale	Orizzonte temporale	Catena del valore			Paragrafo
				OOO	Up	O.P.	Down	
	I	+	E				X	Consumatori e utilizzatori finali
	O	+	P	OO			X	Consumatori e utilizzatori finali
	I	+	P	O	X	X	X	Condotta delle imprese
	O	+	P	OO				Condotta delle imprese
	I	+	E		X			Lavoratori nella catena del valore
	I	+	E					Conservazione del capitale naturale
	I	+	E					Trasparenza fiscale
	I	−	E			X	X	Consumatori e utilizzatori finali

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 • Climate governance
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-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel
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 • 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	• Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici • Analisi degli scenari • 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	• 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 2025

Continua >>>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>>> Segue

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

ESRS S2 – Lavoratori nella catena del valore		Paragrafo
S2-5	Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti	• Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

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 of 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 rischi e opportunità rilevanti legati 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

Continua >>>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>>> Segue

E3-3	Obiettivi connessi alle acque e alle 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	• Forza lavoro propria - Interessi e opinioni dei portatori di interessi • Salute e sicurezza - 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	• 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 • Politica sui Diritti Umani
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 – Piano d'azione e target per la gestione degli IRO rilevanti • Salute e sicurezza – Piani 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

Continua >>>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>>> Segue

S1-6	Caratteristiche dei dipendenti dell'impresa	• Caratteristiche della forza lavoro
S1-9	Metriche della diversità	• Le metriche della diversità
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	• Lavoratori nella catena del valore – 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	• Lavoratori nella catena del valore – 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 nella 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 nella 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	• Lavoratori nella catena del valore – Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S3 – Comunità interessate		**Paragrafo**
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• Comunità interessate – 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	• Comunità interessate – La strategia e la gestione per gli IRO materiali
S3-1	Politiche relative alle comunità interessate	• Politiche per le comunità interessate • Politica sui 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 – Target e metodologie di calcolo

ESRS S4 – Consumatori e utilizzatori finali		**Paragrafo**
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• Consumatori e utilizzatori finali – 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	• Consumatori e utilizzatori finali – 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 • Politica sui 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

Continua >>>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>>> Segue

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 – Piano d'azione 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	• Politica sui 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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		Governance – Organi sociali
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 of 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

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
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
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 – La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra
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
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

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
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 m3 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				Governance – Valori e pilastri dell'etica aziendale – Politica sui Diritti Umani
ESRS 2 – SBM-3 – S1 Risk of incidents of child labor paragraph 14 (g)	Indicator number 12 Table #3 of Annex I				Governance –Valori e pilastri dell'etica aziendale – Politica sui Diritti Umani

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

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				Governance – Valori e pilastri dell'etica aziendale – Politica sui 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 #3 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 Article 12 (1)		Informazioni sulla governance – Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
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
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	Indicators 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, Article 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
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, Article 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

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
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, Article 12 (1)		Informazioni sociali – Consumatori e utilizzatori finali
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
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 of due diligence

ESRS 2 GOV-4

La tabella seguente fornisce una mappatura delle informazioni fornite nella Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo, sezione "Relazione sulla gestione", in merito al 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 – Doppia materialità – Il processo; Doppia materialità – Risultati; 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Executive summary

Informazioni generali

Il **coinvolgimento degli stakeholder** interni ed esterni rimane un elemento cardine del modello di governance: attraverso un dialogo continuo, il Gruppo acquisisce una comprensione sempre più precisa delle aspettative e delle priorità emergenti, contribuendo a orientare le strategie e a definire eventuali azioni correttive o di miglioramento.

L'**analisi di doppia materialità** consente di identificare gli impatti rilevanti generati dal Gruppo sulle dimensioni ambientale, sociale e di governance, nonché i rischi e le opportunità connessi alle tematiche ESG. Tale processo assicura una gestione efficace e responsabile dei temi materiali per il Gruppo e per i suoi stakeholder.

Informazioni ambientali

Il Gruppo Enel è impegnato nella **tutela del capitale naturale**, attraverso attività di prevenzione e riduzione degli impatti su aria, acqua ed ecosistemi, e mantenendo un approccio orientato alla gestione sostenibile delle risorse e dei rifiuti.

In coerenza con la **tassonomia europea**, il Gruppo classifica le proprie attività economiche rispetto agli obiettivi ambientali, integrando tali criteri nei processi di rendicontazione e indirizzando le decisioni operative in linea con gli standard previsti dal quadro normativo europeo.

Informazioni sociali

Enel è da anni attenta a promuovere lo sviluppo locale, coinvolgendo le comunità nei territori in cui opera e favorendo iniziative a sostegno dell'accesso all'energia, per contrastare la povertà energetica e sostenere lo sviluppo socio-economico locale, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili e alle comunità indigene.
Nell'ambito della **transizione energetica**, il Gruppo ha promosso iniziative di tutela e valorizzazione dei territori connessi alla progressiva dismissione degli impianti termoelettrici, con programmi dedicati alla formazione, alla riconversione professionale e al dialogo con gli stakeholder locali per promuovere una transizione giusta e inclusiva.
Per quanto riguarda i **clienti**, il Gruppo si impegna a garantire qualità e ascolto attraverso lo sviluppo di soluzioni dedicate ai diversi segmenti di clientela. Particolare attenzione è stata dedicata ai clienti vulnerabili, tramite l'accessibilità dei canali, servizi informativi e iniziative mirate a favorire l'inclusione energetica.

Informazioni sulla governance

Il Gruppo fonda la propria attività su un modello di governance solido e trasparente, che integra i princípi di integrità, responsabilità e rispetto dei **diritti umani** in tutte le operazioni.

La conformità normativa, la trasparenza fiscale e la qualità dei processi di rendicontazione costituiscono elementi essenziali per creare valore condiviso e rafforzare la fiducia degli stakeholder.

Si riporta nelle tabelle sottostanti una sintesi delle linee d'azione utili a gestire i principali IRO definiti nell'analisi della doppia materialità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Ambiente

	COMMITMENT	PRINCIPALI IRO	LINEE D'AZIONE
CLIMA	Road to Net-Zero **Ambizione emissioni zero entro il 2040** **ESRS E1**	• **Mitigazione**	• Piano di decarbonizzazione del mix energetico • Spinta all'elettrificazione e minimizzazione progressiva del portafoglio gas retail nel medio lungo termine • Sviluppo e potenziamento delle reti
		• **Adattamento**	• Gestione degli eventi avversi • Potenziamento della resilienza degli asset • Nuove opzioni di business
CAPITALE NATURALE	CO2 **Ridurre le emissioni in atmosfera dalla produzione termoelettrica** **ESRS E2**	• **Inquinamento in aria**	• Piano di decarbonizzazione • Applicazione di best practice per l'abbattimento e il controllo degli inquinanti atmosferici
	Ridurre i prelievi e i consumi d'acqua **ESRS E3**	• **Prelievi idrici**	• 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 • Piani di gestione delle acque per i bacini idroelettrici
	Per le nuove infrastrutture • **No Net Loss** • **No Net Deforestation** **ESRS E4**	• **Fattori di impatto diretto sulla perdita di biodiversità** • **Impatti sullo stato della specie**	• Minimizzazione dell'impatto sulla biodiversità legato allo sviluppo di nuove infrastrutture e alla gestione degli asset esistenti • Integrazione delle soluzioni basate sulla natura nei prodotti e servizi venduti ai clienti
	Rafforzare il riutilizzo e il recupero dei rifiuti e dei beni a fine vita **ESRS E5**	• **Gestione dei rifiuti ed economia circolare**	Adozione di procedure per la raccolta, classificazione e destinazione finale di beni e rifiuti

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

INDICATORI DI PERFORMANCE E OBIETTIVI	CONSUNTIVO AL 2025	TARGET AL 2030	ANDAMENTO	PARAGRAFO
Carbon Footprint ($MtCO_{2eq}$)	**62,53**	**60** Ambizione emissioni zero al 2040	La **carbon footprint si è ridotta del 10%** rispetto al 2024, in linea con il trend di riduzione, e raggiungendo **il volume più basso di sempre**.	Cambiamento climatico
Intensità delle emissioni GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	**97**	**72**		
Intensità delle emissioni GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	**108**	**73**		
Continuano le azioni poste in campo da Enel per rendere le proprie infrastrutture e i propri asset, esistenti e in sviluppo, sempre più resilienti.				
Emissioni specifiche SO_2 (g/kWh)	**0,05**	**0,05**	Le **emissioni dei principali inquinanti** in atmosfera sono inferiori a quelle registrate nel 2024, in linea con il piano di decarbonizzazione.	Inquinamento
Emissioni specifiche NO_x (g/kWh)	**0,24**	**0,16**		
Emissioni specifiche di polveri (g/kWh)	**0,004**	**0,005**		
Prelievo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica (l/kWh)	**0,18**	**0,15**	L'andamento dei prelievi di acqua dolce per produzione di energia elettrica è in linea con il target al 2030, nonostante l'aumento registrato vs 2024.	Acque e risorse marine
Ettari occupati dagli asset di distribuzione che ricadono in aree protette (ha)	**14.767**	Il **100%** delle nuove infrastrutture progettate, realizzate e gestite in linea con il principio di No Net Loss di biodiversità	In linea con il proprio commitment, Enel si è impegnata nel 2025 **nell'applicazione del NNL** su alcuni progetti di additional capacity avviati nel corso del 2025, dando priorità a quelli in aree a più alto valore di biodiversità.	Biodiversità ed ecosistemi
Ettari occupati da impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree protette (ha)	**5.798**			
Percentuale di recupero dei rifiuti totali industriali (%)	**87**	**90**	Nuovo target sulla % di recupero dei rifiuti totali prodotti dalle attività dirette e indirette del Gruppo.	Uso delle risorse ed economia circolare

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Sociale

	COMMITMENT	PRINCIPALI IRO	LINEE D'AZIONE
FORZA LAVORO	**Promuovere una cultura inclusiva** **ESRS S1**	• **Diversità di genere** • **Formazione e sviluppo delle competenze**	• Ridurre il gender gap attraverso il rafforzamento della presenza delle donne nei piani di successione in ruoli manager e middle manager • Processo globale di valutazione delle performance
SALUTE E SICUREZZA	**Consolidare il sistema H&S verso l'ambizione "zero infortuni fatali"** **ESRS S1**	• **Diminuzione del numero di infortuni sul lavoro** • **Aumento del numero di infortuni dovuto a cultura e procedure di sicurezza inadeguate**	• Attenzione su formazione, informazione e sensibilizzazione • Selezione e gestione delle imprese appaltatrici con qualifica H&S e attività ispettive
LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE	**Incentivare un approccio di fornitura sostenibile** **ESRS S2**	• **Mitigazione dei cambiamenti climatici** • **Gestione dei rapporti con i fornitori, comprese le prassi di pagamento**	• Contributo alla riduzione della CFP tramite una catena di fornitura sostenibile • Trasparenza nei rapporti contrattuali per garantire il rispetto delle **best practice** (in termini di governance, diritti umani, H&S e ambiente)
COMUNITÀ	**Valutazione dell'impatto sulle comunità** **ESRS S3**	• **Implementazione di progetti di sostenibilità a supporto delle comunità locali** • **Diminuzione dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali a causa della chiusura degli impianti di generazione tradizionale**	• Promuovere l'accesso all'energia e combattere la povertà energetica • Impatto sociale della chiusura delle centrali termoelettriche
CONSUMATORI E UTILIZZATORI FINALI	**Attenzione al cliente** **ESRS S4**	• **Attività per soddisfare e fidelizzare la clientela** • **Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali** • **Gestione operativa delle reti** ENTITY SPECIFIC	• Emissione di strumenti in grado di comprendere i livelli di soddisfazione su prodotti e servizi offerti • Maggiore offerta di soluzioni dedicate ai clienti vulnerabili • Aumentare la resilienza e la flessibilità dei canali di contatto per garantire la loro disponibilità

(1) Il valore del 2024 è stato rideterminato per tener conto delle modifiche alle regole di calcolo effettuate nel 2025, che escludono le interruzioni causate da clienti, contatti accidentali o danneggiamento di conduttori causati da terzi. Il valore del 2024 ricalcolato è pari a 179,2.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

INDICATORI DI PERFORMANCE E OBIETTIVI	CONSUNTIVO AL 2025	TARGET AL 2030	ANDAMENTO	PARAGRAFO
Donne manager (inclusi executive manager) e middle manager (%)	**33,9**	**34,1** al 2028	Impegno in merito alla **parità di genere e allo sviluppo delle persone**, nelle competenze sia tecniche sia relazionali.	Forza lavoro propria
Gestione delle prestazioni – persone valutate (%)	**99,7**	**99** al 2028		
Copertura dei propri lavoratori con sistema certificato di gestione (%)	**96,5**	**≥95** al 2028	Rafforzamento procedure e metodi di lavoro, formazione tecnica del personale interno; richiesta in fase di qualifica di **requisiti safety** e tecnici stringenti in merito alle procedure di lavoro e alla formazione del personale.	Salute e sicurezza
Decessi dovuti a lesioni connesse al lavoro – Enel e ditte appaltatrici (n.)	**4**			
Valore dei contratti di acquisto coperto da certificazione Carbon Footprint (%)	**73**	**75** al 2028	Indicatore volto a sostenere la decarbonizzazione dell'intera catena del valore.	Cambiamenti climatici
Beneficiari connessi a progetti legati all'energia pulita e accessibile – SDG 7 (mln)	**1,16**	**3,2** al 2030	Progetti che contribuiscono alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui il Gruppo opera (beneficiari diretti e indiretti).	Comunità interessate
Iniziative, prodotti e servizi dei clienti vulnerabili attivati o potenziati nel corso dell'anno (n.)	**3**	**12** nel triennio 2026-2028	Reclami in sostanziale miglioramento per azioni proattive verso i clienti critici. SAIDI in aumento per eventi meteo avversi principalmente in Argentina.	Consumatori e utilizzatori finali
Reclami commerciali (10.000 clienti)	**122,5**	**121** al 2026		
SAIDI (minuti medi)	**188,4**[1]	**152,6** al 2028		

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Governance

	COMMITMENT	PRINCIPALI IRO	LINEE D'AZIONE
CONDOTTA D'IMPRESA	• **Lotta alla corruzione attiva e passiva** • **Advocacy** **ESRS G1**	• **Contributo alla sensibilizzazione e alla diffusione dei princípi di integrità ed etica nella condotta aziendale**	• Processo di gestione delle segnalazioni • Attivazione di corsi di formazione su temi sensibili • Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" • Influenza politica e attività di lobbying diretta attraverso la partecipazione attiva a tavoli tecnici europei su politiche ambientali e indiretta attraverso collaborazioni con associazioni e organizzazioni
GESTIONE DEI DIRITTI UMANI	**Responsabilità e rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore** **ESRS G1**		• Consolidamento del processo di due diligence di Enel • Impegno pubblico: Politica sui Diritti Umani
TRASPARENZA FISCALE	**Assicurare una contribuzione fiscale equa** ENTITY SPECIFIC	• **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**	• Definizione di un approccio alle imposte

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

INDICATORI DI PERFORMANCE E OBIETTIVI	CONSUNTIVO AL 2025	ANDAMENTO	PARAGRAFO
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione (%)	**75,2**	Gli stakeholder interni ed esterni del Gruppo possono segnalare, anche in forma anonima, ogni violazione – o sospetto di violazione – dei Compliance Program tramite la piattaforma di Gruppo ("Ethics Point")	Condotta d'impresa
Violazioni per conflitto di interessi/ corruzione (n.)	**18**		
Funzioni a rischio corruzione coinvolte in programmi di formazione contro la corruzione attiva e passiva (%)	**100**		
Nel corso del 2025 è stata aggiornata la Politica sui Diritti Umani – dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e poi adottata dalle società controllate – per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del Gruppo.			Gestione dei diritti umani
Cooperative Compliance Index (CCI) (%)	**88** Target 93% al 2028	Ampliamento del perimetro delle società che hanno aderito alla cooperative compliance (38 società in totale).	Trasparenza fiscale

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni ambientali

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 – 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 • 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	• Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici • Analisi degli scenari • 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 2025

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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 IRO materiali riportate nelle specifiche sezioni del documento.

POLITICA AMBIENTALE	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Ridurre gli impatti ambientali attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili 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 (CO_2 esclusa), 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_EN.pdf.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Azioni e risorse relative alla governance e advocacy per l'ambiente

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
IMPEGNO POLITICO E ATTIVITÀ DI LOBBYING **Sotto-sottotema** –	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.	⊕	Piano d'azione: • Mantenimento, presidio e monitoraggio costante delle attività a rilevanza ambientale tramite l'organizzazione • Applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) certificati ISO 14001 come 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, incluse quelle legate alla natura, siano adeguatamente considerate in tutti i processi decisionali aziendali rilevanti, attraverso l'attribuzione di specifici compiti e responsabilità ai principali organi aziendali (si veda la sezione "Governance"). Il Gruppo garantisce un presidio e un monitoraggio costanti 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. Sono altresì rilasciate, sia in ambito ambientale sia in materia di salute e sicurezza sul lavoro, deleghe di funzione con procura, corredate dai necessari poteri decisionali e di spesa.

L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) certificati ISO 14001 rappresenta uno dei principali strumenti di implementazione della Politica Ambientale, che interessa gli asset industriali del Gruppo. A supporto del SGA, Enel si impegna in un programma strutturato di piani d'azione volti al miglioramento continuo, inclusa la formazione su materie ambientali, affrontando diversi temi quali per esempio la gestione dei rifiuti, delle acque e degli impatti sulla biodiversità.

Per quanto riguarda le 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 un tool interno.
- **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 utilizzate apposite politiche e clausole contrattuali, al fine di valutare i fornitori e gestire i rischi ambientali derivanti dalle attività contrattualizzate (si veda il paragrafo "Lavoratori nella catena del valore").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 connessi agli **aspetti ambientali materiali** per l'organizzazione, basato sulle raccomandazioni elaborate per il **settore utility** dai principali framework internazionali, quali, principalmente, la Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD), cui Enel partecipa attivamente e di cui è stata early adopter nel 2025, il World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), per il quale Enel è stata selezionata come pilot case per il settore utility, e, per le raccomandazioni applicabili, il Science Based Targets Network (SBTN). L'**analisi degli impatti e delle dipendenze naturali rilevanti** è infatti essenziale 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.
Al fine di consolidare il processo definito, nel 2025 Enel si è dotata di una **linea guida di Gruppo** per l'analisi degli IRO ambientali secondo la **metodologia LEAP** (Locate, Evaluate, Assess, Prepare) proposta dalla TNFD, affiancata da procedure e metriche operative di valutazione a livello di Linea di Business, finalizzate a considerare le specifiche interazioni con la natura e le comunità locali proprie di ciascuna tecnologia di produzione e distribuzione elettrica.

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. Tra queste, nel 2025, sono state incluse anche le BESS (Battery Energy Storage System). Impatti e dipendenze per ciascuna tecnologia sono raccolti nelle mappe di priorità (**hotmap**) riportate nell'immagine a seguire, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Hotmap tecnologiche

Costruzione e demolizione — Esercizio e manutenzione

	Idroelettrica	Solare	Eolica	Geotermica	Carbone	Oil&Gas	Nucleare	Grids	Enel X	Storage
Fattori di impatto										
Utilizzo di ecosistemi terrestri	C E	C E	C	C	C E	C E	C E	C E	C E	C E
Utilizzo di ecosistemi d'acqua dolce	C E									
Prelievo idrico	E			C	E	E	E			
Emissioni di gas climalteranti (GES)	C E				C E	C E	C			
Inquinanti atmosferici (non GES)				E	E					
Inquinanti dell'acqua							E			
Inquinanti del suolo				C	E			E		
Rifiuti solidi	C				C E		C E	C E		
Fattori di disturbo	C E	C	C E	C			C E	C E		
Dipendenze										
Regolazione del clima	C E	C E	C E					C E	C E	C E
Protezione da inondazioni e tempeste	C E	C E	C E	C E				C E	C E	C E
Utilizzo di acque superficiali	C E			C E	C E	C E	C E			
Utilizzo di acque di falda					C E		C E			
Stabilizzazione del suolo e controllo dell'erosione	C E	C E	C E					C E	C E	C E
Conservazione del ciclo dell'acqua	C E			C E	C E	C E	C E			

I **potenziali impatti su natura e 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 con il phase-out in corso degli impianti a carbone, il percorso 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 evidenziati 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, con il rischio di indisponibilità o riscaldamento della risorsa in alcune aree geografiche, risulta infatti un 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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** e 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 di operare presso i propri cantieri e asset operativi. Un'ulteriore fase di indagine ha infine riguardato l'analisi IRO relativa alle **attività upstream** di approvvigionamento di apparecchiature, componenti e commodity, considerate prioritarie per il settore utility in termini di impatti potenziali rispetto alle attività downstream (gestione clienti).

Valutazione IRO per attività di esercizio asset operativi

Per quanto riguarda gli **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**. A tale scopo, è stata eseguita la **localizzazione geografica degli asset** nei principali Paesi di presenza del Gruppo[29] e la loro **prioritizzazione** sulla base delle condizioni naturali locali e dell'intensità degli impatti propri della tecnologia applicata.

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 ed ecosistemi"), e di aree soggette a condizioni di **stress idrico**, valutate tramite il tool Aqueduct[30].

La **significatività degli impatti** è stata invece stimata introducendo valori soglia per i principali indicatori di tecnologia, scelti a partire dalle relative **hotmap di tecnologia** (si veda l'immagine sopra riportata), tra cui l'occupazione e la trasformazione di suolo per gli impianti solari, le condizioni dei bacini e dei corpi idrici per gli impianti idroelettrici, i prelievi di acqua dolce per gli impianti termoelettrici, le emissioni di inquinanti atmosferici per gli impianti geotermici, gli effetti di disturbo sulle specie animali per gli impianti eolici, la frazione di conduttori aerei in cavo nudo per le reti di distribuzione[31]. Agli asset così selezionati ne sono stati aggiunti altri considerati rilevanti per l'organizzazione a seguito del verificarsi di eventi ambientali significativi, di azioni di miglioramento emerse da ispezioni e verifiche in campo e dei risultati dell'analisi di rischio ambientale previste dai SGA ISO 14001.

Sugli **asset prioritari** individuati (siti produttivi e unità territoriali di distribuzione elettrica) è stata avviata nel 2024 **l'analisi LEAP**, che si è conclusa nel 2025. L'ana-

29. Italia, Spagna, Cile, Colombia, Brasile e Stati Uniti.
30. World Resources Institute.
31. Sono secluse dall'analisi le linee in Bassa Tensione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

lisi ha considerato gli IRO negli specifici contesti locali, introducendo metriche qualitative per la stima della loro magnitudo e probabilità in funzione del livello di controllo attuale (monitoraggi e piani d'azione), comprensive inoltre della valutazione dei **rapporti con gli stakeholder** e con 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 (si veda il paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder").

Le **principali tipologie di impatto, rischio e opportunità** risultate rilevanti per l'analisi LEAP sono riassunte nella tabella seguente.

Principali impatti, rischi e opportunità considerati nell'analisi LEAP

Impatti	Rischi	Opportunità
• trasformazione/degrado del territorio • perdita/frammentazione degli habitat • diminuzione della ricchezza/abbondanza delle specie minacciate (flora, fauna) • riduzione della disponibilità delle risorse idriche • riduzione dei servizi degli ecosistemi (per esempio, protezione da rischi naturali) • impoverimento della qualità/ impermeabilizzazione del suolo	• ritardi autorizzativi • maggiori obblighi operativi • riduzione/interruzione della capacità produttiva • ripristino/riparazione degli asset • adattamento/innovazione tecnologica • oneri assicurativi supplementari • perdita di competitività • danno reputazionale	• vantaggio reputazionale e competitivo conseguente al miglioramento delle performance ambientali e di sostenibilità (per esempio, efficientamento dell'uso delle risorse, iniziative di protezione e recupero di habitat) • sviluppo di nuovi business (offerta di prodotti e servizi energetici "nature-positive"; nuove partnership di innovazione sostenibile; accesso a finanziamenti green)

Da un punto di vista quantitativo, le indagini condotte hanno dato i seguenti risultati (si veda l'immagine riportata di seguito):

- l'analisi di screening ha identificato **54 asset prioritari - hotspot**, di cui **37** siti di generazione e **17** unità territoriali di distribuzione, che rappresentano una frazione molto ridotta dell'impronta geografica complessiva del Gruppo (meno del 5% del suolo occupato);
- **tutti i 54 hotspot identificati sono stati analizzati** nel corso del 2024 (**Fase 1**) e del 2025 (**Fase 2**) in linea con la metodologia LEAP. In generale, sono stati rilevati livelli bassi di rischio per tutti gli IRO esaminati (sono stati complessivamente analizzati circa 600 IRO), a conferma che i potenziali rischi di impatto ambientale sulla natura o di impatto economico sull'organizzazione risultano sempre gestiti e mitigati attraverso procedure e piani d'azione adeguati. Solo per 8 IRO, riferiti a **5 siti produttivi**, sono stati fissati temporaneamente livelli medi o medio-alti di rischio sito-specifico. Tali rischi saranno rivalutati a valle del completamento di tutti i piani d'azione già in corso nei siti, senza necessità di ulteriori azioni di gestione o mitigazione.

I **rischi ambientali** medi e medio-alti risultanti dall'analisi LEAP degli asset prioritari sono risultati ben al di sotto delle soglie di attenzione, in base ai criteri e alle metriche economico-finanziarie di valutazione del rischio per il Gruppo Enel (con riferimento al paragrafo "Rischi operativi" della sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati dell'analisi

N. asset (baseline)[1]	Prioritizzazione asset su criteri sito-specifici	Hotspot	Fase 1 2024	Fase 2 2025	Rischi B	Rischi M	Rischi A	Piano d'azione
282	Indicatori di impatto tecnologico: • WIND: Collisioni con avifauna; Indicatori di biodiversità (per tutte le tecnologie): • Occupazione di suolo (BIO1) • Trasformazione di habitat naturale (BIO3) • Significatività per la biodiversità (Aree Protette, Specie Protette IUCN I-IV o Habitat Critici) (BIO4); 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	8	2	6	77			Non necessario
634	• IDRO: Interrimento e qualità dei corpi idrici	16	2	14	248	4	3	Adottato/ in corso
40	• GEOT: Emissioni atmosferiche (Hg/H_2S)	4	2	2	57			Non necessario
178	• SOLARE: Occupazione di suolo	5	2	3	48	1		Adottato/ in corso
58	• TERMICI: Prelievi d'acqua dolce in aree water stressed	4	2	2	29			Non necessario
12.817[2]	• RETI: Rateo conduttori aerei (1/Cabling ratio); Indicatori di dipendenza: • Regolazione clima • Protezione da inondazioni/ tempeste • Stabilizzazione suolo e controllo erosione	17	8	9	120			Non necessario
		Totale 54	18	36				

B: basso; M: medio; A: alto.
(1) Paesi "core".
(2) Comune Frazione Tecnica.

Valutazione IRO per attività di progettazione e realizzazione di nuovi impianti

L'identificazione e la gestione degli IRO relativi alle attività di localizzazione, autorizzazione e realizzazione di nuovi asset del Gruppo sono oggetto della Politica ESIA per la Valutazione degli Impatti Ambientali e Sociali e della Politica di Gestione della Biodiversità. In coerenza con la politica di Gruppo e con gli impegni assunti da Enel per la tutela della protezione della biodiversità, i nuovi progetti di investimento per l'incremento della capacità rinnovabile e lo sviluppo delle reti prevedono in particolare:

- l'identificazione delle caratteristiche prioritarie di biodiversità specifiche del progetto (habitat naturali e specie prioritarie) e la valutazione dei potenziali impatti e rischi associati;
- l'applicazione della gerarchia di mitigazione per evitare, minimizzare, ripristinare e compensare gli impatti sulla biodiversità correlati al progetto;
- l'identificazione e il coinvolgimento degli stakeholder ambientali e delle comunità indigene;
- lo sviluppo, dove necessario, di un Piano d'Azione per la Biodiversità (BAP) e l'eventuale identificazione di ulteriori misure di conservazione per compensare gli impatti residui sulla biodiversità;
- l'istituzione di un programma di monitoraggio e valutazione in grado di tracciare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo di Gruppo del No Net Loss (NNL) della biodiversità.

Valutazione IRO per gli impianti di generazione in decommissioning

Per la gestione del fine vita degli impianti di generazione, Enel procede alla messa in sicurezza e alla verifica dello stato di qualità ambientale di suolo, sottosuolo e acque di falda nelle aree di impianto, secondo le prescrizioni autorizzative e le indicazioni di legge vigenti nei diversi Paesi. Nell'eventualità di potenziali fenomeni di contaminazione, viene effettuata la caratterizzazione delle matrici ambientali nelle aree potenzialmente interessate e, se necessario, vengono attuati gli interventi di messa in sicurezza e successiva bonifica in grado di ripristinarne nel più breve tempo possibile lo stato di qualità idoneo alla destinazione d'uso prevista per l'area, secondo piani di intervento condivisi con le autorità competenti e rivolgendosi a imprese specializzate e qualificate. Le procedure adottate garantiscono l'individuazione e la gestione ottimale degli impatti e dei rischi rilevanti per l'organizzazione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 relative allo Scope 3. Partendo dai **piani di approvvigionamento** annuali del Gruppo, sono state identificate le categorie merceologiche rilevanti e i relativi volumi d'acquisto. Analizzando le **certificazioni EPD (Environmental Product Declaration)** fornite dai fornitori accreditati, sono stati selezionati tra i parametri di Life Cycle Assessment (LCA) in esse contenuti alcuni indicatori ambientali proxy 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 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.

L'indicatore di rischio ambientale è stato aggiornato nel 2025 per ciascuna categoria merceologica, consentendo di identificare, sulla base della rilevanza delle quantità approvvigionate, specifiche impronte ambientali dei prodotti (in base agli EPD) e delle prestazioni dei Paesi di origine, le categorie merceologiche prioritarie su cui avviare una **interlocuzione diretta con i fornitori principali** finalizzata a condividere azioni di miglioramento congiunte. Tra le categorie prioritarie, i **trasformatori**, i **cavi elettrici** e i **pannelli solari fotovoltaici**.
Anche per le **commodity** (carbone e gas) è stata effettuata un'analisi preliminare partendo dai potenziali impatti rilevati per la filiera Oil&gas dal tool ENCORE in relazione ai principali aspetti ambientali (emissioni inquinanti, risorse idriche, biodiversità, produzione di rifiuti) e dati pubblici.
L'analisi preliminare sopra riportata relativa agli IRO associati alla supply chain, focalizzata sulla stima dell'impronta ambientale legata all'estrazione delle materie prime e ai processi di produzione, integra la valutazione dei rischi di approvvigionamento conseguenti all'incremento di intensità e frequenza degli eventi meteorologici estremi dovuto al cambiamento climatico (si veda la sezione "Cambiamenti climatici", paragrafo "Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità").

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Inquinamento

0,05 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI SO_2

0,10 nel 2024

0,24 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI NO_x

0,25 nel 2024

0,004 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI POLVERI

0,006 nel 2024

ESRS E2

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
INQUINAMENTO DELL'ARIA **Sotto-sottotema** –	Miglioramento delle condizioni ambientali nelle aree limitrofe agli asset industriali dell'Azienda, derivante dalla riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici (diversi dai gas serra) perseguita attraverso programmi di monitoraggio e miglioramento continuo, oltre che dalla progressiva transizione verso tecnologie rinnovabili.	⊕	Target: • Emissioni specifiche SO_2 – g/kWh e riduzione (% vs baseline 2017) • Emissioni specifiche NO_x – g/kWh e riduzione (% vs baseline 2017) • Emissioni specifiche di polveri – g/kWh e riduzione (% vs baseline 2017) • Emissioni di mercurio (impianti a carbone) – kg e riduzione (% vs baseline 2017)

⊕ Impatto positivo

Politiche relative all'inquinamento

ESRS E2-1

La prevenzione dell'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo rappresenta uno degli obiettivi strategici della Politica Ambientale di Enel, attuato attraverso un costante impegno a prevenire e controllare il carico inquinante nelle matrici ambientali, l'applicazione delle migliori tecnologie e pratiche disponibili, tra cui la minimizzazione e, ove possibile, la sostituzione dell'uso di sostanze pericolose.

Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo "Conservazione del capitale naturale". Il Gruppo ha inoltre definito misure idonee e adeguate alla prevenzione e alla gestione delle emergenze ambientali, nonché per l'attuazione di eventuali azioni di ripristino ambientale che dovessero rendersi necessarie.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

ESRS E2-2

Le emissioni rilevanti per Enel sono relative agli inquinanti atmosferici SO_2, NO_x, polveri e mercurio. Il Gruppo ha adottato un piano d'azione per la loro riduzione in tutti i siti di produzione termoelettrica, in linea con la propria strategia di transizione energetica e con il piano di decarbonizzazione.

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*	✓	2030	Attuazione del piano di decarbonizzazione e transizione energetica.
Applicazione di best practice (BAT-AEL) 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.

✓ SÌ – NO

Il piano di decarbonizzazione, con il progressivo passaggio dagli impianti di produzione termica a quelli rinnovabili, consente anche la riduzione delle emissioni inquinanti del Gruppo (si veda il paragrafo "Cambiamenti climatici" per dettagli sul piano d'azione). Inoltre, Enel è impegnata in tutti i propri asset operativi nella continua applicazione delle più avanzate tecnologie disponibili e delle migliori pratiche, al fine di minimizzare ogni possibile forma di inquinamento delle matrici ambientali (aria, acque superficiali e sotterranee e suolo), anche attraverso la definizione di specifici piani d'azione e obiettivi quantitativi, obbligatori e volontari, laddove necessario, dalle fasi di progettazione e costruzione a quelle di esercizio e riqualificazione a fine vita.

Per quanto riguarda gli ulteriori inquinanti in aria indicati nel registro E-PRTR (European Pollutant Release and Transfer Register) per il settore energia, la valutazione delle emissioni annuali dei singoli impianti per il 2025 e la trasmissione degli eventuali quantitativi superiori ai valori soglia sono eseguite entro il 30 aprile 2026, come previsto dal regolamento (CE) n. 166/2006. Tali emissioni sono considerate non rilevanti sulla base dei valori misurati e riportati per il 2024, dove si sono evidenziati solo alcuni superamenti puntuali di microinquinanti organici (benzene) e inorganici (metalli, cloro) su asset produttivi alimentati a gasolio, combustibile utilizzato in quantità non significative a livello di Gruppo. Sono inoltre stati registrati alcuni superamenti puntuali dovuti a perdite di SF_6 e HCFC riconducibili a eventi accidentali, oggetto di immediati interventi di manutenzione risolutiva.
Per quanto riguarda la gestione degli scarichi dagli asset operativi del Gruppo, negli impianti termoelettrici 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 ne-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

gativi ai corpi idrici recettori e non significativi[32] 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, 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.

Infine, rispetto ai potenziali fenomeni di inquinamento del suolo, del sottosuolo e delle acque sotterranee, Enel adotta misure di protezione e sicurezza in tutte le fasi di vita dei propri asset, con l'obiettivo di limitare e ridurre a livelli non significativi il rischio di contaminazione da parte di sostanze potenzialmente inquinanti. Le attività di esercizio e manutenzione degli asset sono sottoposte a controlli di conformità e piani di monitoraggio secondo i SGA certificati ISO 14001. In caso di sversamenti accidentali, l'applicazione immediata delle Politiche di Stop Work e di Gestione delle Emergenze minimizza gli impatti sulle matrici ambientali e garantisce il rispetto delle normative. Nell'eventualità di potenziali fenomeni di contaminazione, così come nella fase di dismissione e repurposing degli impianti, Enel, tenuto conto della specificità normative di ciascun Paese in cui opera, 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, attraverso la definizione di criteri di qualifica delle imprese appaltatrici e nelle condizioni contrattuali assegnate, al fine di garantire che i princípi e le buone pratiche adottate da Enel si applichino ai lavori e ai servizi svolti dalle ditte esterne operanti presso gli asset operativi (per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Lavoratori nella catena del valore"). Si rimanda al paragrafo "Valutazione IRO per la catena di fornitura (supply chain)" per ulteriori approfondimenti sulla valutazione degli IRO associati.

32. 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 2024 sopra soglia e pertanto oggetto di comunicazione da parte degli impianti di generazione interessati. Le sostanze individuate nei superamenti non corrispondono in ogni caso a composti di processo, quanto piuttosto a sostanze presenti nelle acque di scarico per effetto di contaminazioni accidentali o di origine esterna. I superamenti risultano inoltre in genere riconducibili a sovrastime dei quantitativi comunicati, calcolati assumendo una concentrazione pari ai limiti di rilevabilità analitica del laboratorio di controllo moltiplicata per le relative portate idriche (acque di raffreddamento). Tutti i valori risultano in ogni caso inferiori ai limiti di legge, per quanto riguarda sia le concentrazioni sia le emissioni massiche. Vista l'occasionalità e variabilità sito-specifica dei superamenti soggetti a comunicazione E-PRTR (non riconducibili a specifiche configurazioni di processo), queste emissioni vengono considerate non materiali per il Gruppo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Metriche e obiettivi

Obiettivi connessi all'inquinamento dell'aria

ESRS E2-3

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET 2028	TARGET 2030
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]	**0,05 [g/kWh]** (-85% vs 2017)	↗	**0,07 [g/kWh]** (-81% vs 2017)	**0,05 [g/kWh]** (-85% vs 2017)
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]	**0,24 [g/kWh]** (-56% vs 2017)	↗	**0,23 [g/kWh]** (-58% vs 2017)	**0,16 [g/kWh]** (-70% vs 2017)
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]	**0,004 [g/kWh]** (-69% vs 2017)	↗	**0,005 [g/kWh]** (-60% vs 2017)	**0,005 [g/kWh]** (-60% vs 2017)
Riduzione delle emissioni di mercurio	Politica Ambientale	Impianti a carbone in Italia, Cile e Spagna	Anno: 2017 Valore: 378 [kg]	**4 [kg]** (-99% vs 2017)	↗	-	**0 [kg]** (-100% vs 2017)

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

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 2028, in linea con la prevista chiusura degli impianti. I risultati 2025, con valori di emissione specifica pari a 0,05 g/kWh per l'SO_2, 0,24 g/kWh per l'NO_x, 0,004 g/kWh per le polveri e 4 kg per l'Hg, sono in linea con i valori target definiti al 2030 e al 2028.
La declinazione puntuale di questi obiettivi segue le specificità tecnologiche del settore elettrico ed è in linea con i principali peer, applicando le indicazioni delle 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 inoltre condivisi con le amministrazioni e gli stakeholder interessati in fase di autorizzazione degli impianti e di rinnovo delle tecnologie.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Metriche sull'inquinamento dell'aria

ESRS E2-4

Le emissioni assolute dei principali inquinanti in atmosfera per l'anno 2025 sono risultate tutte inferiori a quelle registrate nel 2024. In particolare, si è riscontrata una riduzione rilevante nelle emissioni di SO_2, pari a 9.552 t nel 2025 (-49,1% rispetto al valore di 18.777 t nel 2024), e di polveri, pari a 693 t (-41,8% rispetto alle 1.191 t del 2024), come conseguenza della riduzione della produzione a carbone del Gruppo nel 2025, in particolare in Colombia. Analogamente, anche le emissioni di mercurio (4 kg nel 2025) risultano in significativo calo rispetto al precedente anno (8 kg). Infine, per quanto riguarda le emissioni di NO_x, il quantitativo emesso nel 2025 risulta pari a 44.333 t, in lieve calo (-7,4% rispetto alle 47.871 t del 2024), in quanto tale inquinante è legato non solo all'esercizio a carbone ma anche a quello a gas.

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.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Emissioni in aria per inquinante					
Emissioni di SO_2	t	9.552	18.777	(9.225)	-49,1%
Emissioni di NO_x	t	44.333	47.871	(3.538)	-7,4%
Emissioni di polveri	t	693	1.191	(498)	-41,8%
Emissioni di H_2S	t	4.866	5.272	(406)	-7,7%
Emissioni di mercurio (termoelettrico a carbone)(1)	t	0,004	0,008	(0,004)	-50,0%
Emissioni di sostanze nocive per l'ozono (Ozone Depleting Substances)	$kgCFC\text{-}11_{eq}$	3,15	1,23	1,92	-
Emissioni specifiche di SO_2	g/kWh	0,05	0,10	(0,05)	-50,0%
Emissioni specifiche di NO_x	g/kWh	0,24	0,25	(0,01)	-4,0%
Emissioni specifiche di polveri	g/kWh	0,004	0,006	(0,002)	-33,3%

(1) Le emissioni di mercurio nel 2025 sono risultate essere pari a 4 kg, dovute alla produzione termoelettrica di Italia e Spagna. A queste si aggiungono le emissioni di mercurio del comparto geotermico pari a 502 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 rischi e opportunità rilevanti legate all'inquinamento

ESRS E2-6

Nello scorso anno non si sono verificati incidenti ambientali gravi, classificati come "severe" secondo la politica di Gruppo per la classificazione e l'analisi degli eventi incidentali ambientali, tali da provocare un inquinamento della matrice ambientale.

Relativamente ai depositi, il Gruppo Enel ha valutato e rilevato i relativi effetti finanziari attesi nell'ambito del "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 39 "Fondi rischi e oneri" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain IRS

Acque e risorse marine

32.141 mila m³

CONSUMI IDRICI TOTALI

30.881mila nel 2024

0,18 l/kWh

PRELIEVO COMPLESSIVO SPECIFICO DI ACQUA DOLCE DA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

0,16 nel 2024

ESRS E3

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
ACQUE **Sotto-sottotema** Prelievi idrici	Impoverimento della quantità di acqua dolce a causa dell'uso non sostenibile delle risorse idriche nelle attività dirette (per esempio, prelievi eccessivi rispetto alla capacità di rigenerazione della risorsa o alle esigenze ecosistemiche e socioeconomiche, in particolare nelle aree sottoposte a stress idrico).	⊖	Target: Prelievo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica - l//kWh e riduzione (% vs baseline 2017)

⊖ Impatto negativo

Politiche di gestione delle acque

ESRS E3-1

A integrazione della **Politica Ambientale di Gruppo** (si veda il paragrafo "Conservazione del capitale naturale"), 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	
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 un'attenzione prioritaria alle aree ad 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

ESRS E3-2

L'impatto negativo materiale è legato 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, negli asset operativi per i quali la risorsa risulta materiale, ad adottare specifici piani d'azione indirizzati a minimizzare i 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, la sua impronta idrica complessiva 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**	✓	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 ISO14001. • Monitoraggio 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.

✓ SÌ – NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, così come sul 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 stati considerati 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 della tutela degli habitat circostanti, vengono adottati 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, in quanto intorno a essi possono essere presenti aree naturalistiche e habitat protetti. Inoltre, essi 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 svolgono 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.

Il Gruppo rivolge un'attenzione prioritaria, in linea con l'impegno della Politica Ambientale e di 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 dall'Aqueduct Water Risk Atlas. Tra i siti mappati vengono evidenziati quelli che, risultando all'interno di aree a stress idrico, effettuano approvvigionamenti significativi di acqua dolce, in linea con i criteri di prioritizzazione degli asset adottati all'interno dell'analisi TNFD-LEAP. In tali siti, rappresentati principalmente da impianti termoelettrici e nucleari che utilizzano la risorsa idrica per esigenze di processo e di raffreddamento in ciclo chiuso, vengono monitorate con particolare attenzione 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 alle 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 ridurre 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 2017	TARGET 2025	STATO	TARGET 2028	TARGET 2030
Riduzione del prelievo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica	• Politica Ambientale • Politica di Gestione delle Acque	Attività proprie di generazione di energia elettrica in tutte le geografie, incluse le aree water stressed	0,43 [l/kWh]	**0,18 [l/kWh]** (-58% vs 2017)	↗	**0,17 [l/kWh]** (-60% vs 2017)	**0,15 [l/kWh]** (-65% vs 2017)

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Enel ha adottato il target volontario di riduzione del 65% nel 2030 del prelievo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica rispetto all'anno base 2017. La metrica adottata nella formulazione del target 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 da produzione di energia elettrica per l'anno 2025 è risultato pari a 0,18 l/kWh, con una riduzione del 58% rispetto all'anno base (2017) e in linea con le previsioni di target al 2030 (-65%) e di quello intermedio al 2028 (-60%).

La definizione del target nasce prioritariamente dall'attuazione del programma di transizione energetica e di Net Zero adottato da 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 inoltre condivisi con le amministrazioni e gli stakeholder interessati in fase di autorizzazione degli impianti e di rinnovo delle tecnologie.

VChain

Metriche sui prelievi, scarichi e consumo idrico

ESRS E3-4

Si riportano nella seguente tabella le principali metriche adottate dal Gruppo.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Acque					
Prelievi totali[1]	.000 m³	7.364.885	8.145.414	(780.529)	-9,6%
- di cui prelievi per processo produttivo	.000 m³	46.770	43.386	3.384	7,8%
- di cui prelievi per il raffreddamento a ciclo aperto	.000 m³	7.318.115	8.102.028	(783.913)	-9,7%
Prelievi per fonte					
Prelievi da fonti scarse	.000 m³	2.945.227	2.855.450	89.777	3,1%
- di cui acqua dolce da produzione di energia elettrica	.000 m³	32.115	31.019	1.096	3,5%
Prelievi da fonti non scarse	.000 m³	4.419.658	5.289.964	(870.306)	-16,5%
Prelievo complessivo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica	l/kWh	0,18	0,16	0,02	12,5%
Volume di acqua riciclata e riutilizzata	.000 m³	3.950	2.230	1.720	77,1%
Percentuale di acque riciclate e riutilizzate	%	8,4	5,1	3,3	-
Scarico di acqua verso fonti scarse	.000 m³	2.920.326	2.830.246	90.080	3,2%
Consumi idrici totali	.000 m³	32.141	30.881	1.260	4,1%
- di cui consumi in aree water stressed e a rischio idrico[2]	.000 m³	5.494	6.724	(1.230)	-18,3%
Percentuale di consumi in aree water stressed	%	17,1	21,8	(4,7)	-
Consumo netto totale di acqua dolce	.000 m³	24.901	25.205	(304)	-1,2%
Volume totale acqua stoccata da bacini idroelettrici	.000 m³	35.347.864	33.074.048	2.273.816	6,9%

(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 acqua dolce. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Intensità idrica					
Intensità idrica[1]	.000 m³/mln €	0,48	0,44	0,04	9,1%

(1) Indicatore calcolato utilizzando l'importo dei ricavi IFRS 15 pari a 67.428 milioni di euro nel 2025 (70.626 milioni di euro nel 2024) come indicato nella nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Nel corso del 2025 si è registrata una diminuzione dei **prelievi** d'acqua complessivi (-9,6%, 7.364.885 migliaia di metri cubi nel 2025 rispetto alle 8.145.414 migliaia di metri cubi nel 2024), in particolare di quelli per il raffreddamento a ciclo aperto (-9,7%, 7.318.115 migliaia di metri cubi nel 2024 rispetto a 8.102.028 migliaia di metri cubi nel 2023), dovuta alla minore produzione di alcuni impianti termoelettrici con raffreddamento a ciclo aperto, nonostante un lieve incremento del prelievo relativo al processo produttivo (7,8%, 46.770 migliaia di metri cubi nel 2025 rispetto a 43.386 migliaia di metri cubi nel 2024), che comprende impianti con raffreddamento a ciclo chiuso.
Per quanto riguarda i prelievi da fonti scarse, si è registrato un lieve aumento dei prelievi di acqua dolce per produzione di energia elettrica (+3,5%, 32.115 migliaia di metri cubi nel 2025 rispetto a 31.019 migliaia di metri cubi nel 2024), confermato anche dal valore di target riferito al prelievo specifico di acqua dolce da produzione di energia elettrica, risultato pari a 0,18 l/kWh, comunque in linea con gli obiettivi al 2028 e 2030. Gli aumenti registrati sono soprattutto attribuibili alla maggiore produzione di alcuni impianti a ciclo combinato e nucleari con raffreddamento a ciclo chiuso avvenuta in Spagna nel 2025 a seguito delle esigenze di ribilanciamento della rete nazionale conseguenti all'evento di blackout occorso.
I **consumi** idrici nel 2025 sono stati pari a 32.141 migliaia di metri cubi, anch'essi in lieve aumento rispetto al precedente anno (4,1%, 30.881 migliaia di metri cubi nel 2024), in linea con i dati di prelievo per processo produttivo. Riguardo invece ai consumi in **aree water stressed**, questi sono stati di 5.494 migliaia di metri cubi, in diminuzione del 18,3% rispetto al 2024 (6.724 migliaia di metri cubi), a seguito della minor produzione termoelettrica convenzionale in tali aree. Questo consumo rappresenta il 17,1% del consumo totale, in diminuzione di quasi cinque punti rispetto al valore del precedente anno (21,8%).

Il volume di **acqua stoccata nei bacini idroelettrici** del Gruppo è risultato pari a 35.347.864 migliaia di metri cubi, in aumento del 6,9% rispetto al 2024 (33.074.048 migliaia di metri cubi) in virtù della buona idraulicità registrata nell'anno e in ogni caso nei limiti della variabilità stagionale.

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 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	58%	Flussi di processo
Calcolati	27%	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 semestrale nel tool di raccolta dati ambientali del Gruppo, dove vengono validati e aggregati ai diversi livelli dell'organizzazione e vengono calcolati i valori di target e le loro variazioni di periodo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain IRS

Biodiversità ed ecosistemi

2,3%

ETTARI OCCUPATI DA IMPIANTI DI GENERAZIONE IN ESERCIZIO CHE RICADONO IN AREE PROTETTE RISPETTO AL TOTALE

2,3% nel 2024

3,1%

ETTARI OCCUPATI DAGLI ASSET DI DISTRIBUZIONE CHE RICADONO IN AREE PROTETTE RISPETTO AL TOTALE

2,9% nel 2024

>250

PROGETTI PER LA TUTELA DELLE SPECIE E DEGLI HABITAT NATURALI IN IMPIANTI IN ESERCIZIO E CANTIERI

>240 nel 2024

ESRS E4

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
FATTORI DI IMPATTO DIRETTO SULLA PERDITA DI BIODIVERSITÀ **Sotto-sottotema** Cambiamento di uso del suolo, cambiamento di uso dell'acqua dolce e cambiamento di uso del 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 dell'Azienda (per esempio, trasformazione di habitat e impatto su specie protette e/o aree protette a seguito di attività di costruzione o esercizio di asset).	⊖	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 SULLO STATO DELLA SPECIE **Sotto-sottotema** Dimensione della popolazione di una specie	Danni reputazionali, multe e aumento dei costi di realizzazione, gestione e ripristino a causa della perdita di biodiversità e degli impatti sullo stato delle specie, riduzione dell'accettabilità da parte delle comunità locali a seguito della costruzione o dell'esercizio di impianti di produzione e distribuzione (che causano la frammentazione e il degrado di habitat naturali, aree protette o specie).	R	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.

⊖ Impatto negativo (R) Rischio

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 assicurare lo sviluppo sostenibile delle rinnovabili e delle reti di distribuzione, previsti nella strategia di decarbonizzazione del Gruppo. Il Gruppo ha adottato un approccio integrato per la definizione dei piani di transizione in materia di natura e di biodiversità con il piano di transizione del clima, in linea con le indicazioni della TNFD, che promuove l'integrazione di tali temi nell'ambito dei processi di gestione dei rischi, nella strategia e nei sistemi di reporting aziendali. La struttura del piano di transizione è inoltre coerente con il framework metodologico proposto dalla GFANZ, definendo obiettivi strategici, azioni di implementazione, metriche e target di monitoraggio, nonché adeguati meccanismi di governance e accountability. Infine, nell'individuazione delle azioni e delle priorità di intervento in materia di biodiversità sono state considerate le buone pratiche indicate dal WWF per le imprese, in particolare con riferimento alla riduzione delle pressioni sugli ecosistemi e alla promozione di soluzioni nature-based (per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici" nella sezione "Cambiamenti climatici")[33].

Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale

ESRS 2 IRO-1; SBM-3

L'analisi sugli IRO svolta sugli asset operativi ha portato all'identificazione di 54 siti prioritari (hotspot), presso i quali è stata avviata la valutazione sito-specifica mediante metodologia TNFD-LEAP; solo 5 siti sono risultati rilevanti dall'analisi condotta, tre impianti idroelettrici in Colombia, un parco solare e un impianto idroelettrico 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 (per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Processo per individuare e valutare gli impatti, rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente"). Tra i criteri di prioritizzazione per la definizione degli hotspot, 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).

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**, 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 di presenza e all'intera catena del valore del Gruppo. Inoltre, il Gruppo ha definito una **politica di 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 normative e gli standard internazionali.

33. "Guidance on nature in transition plans" (TNFD – Taskforce on Nature-related Financial Disclosures 2025), "Nature in Net-zero Transition Plans" (GFANZ – Glasgow Financial Alliance for Net Zero 2024), "Nature in Transition Plans: Why and How" (WWF 2023).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

POLITICA DI BIODIVERSITÀ	
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.
POLITICA DI GESTIONE DELLA BIODIVERSITÀ	
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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 propria **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**	✓	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.
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 dai 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.

✓ SÌ – 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 sul territorio azioni 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 di 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, grazie alla 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 nelle diverse geografie o tecnologie. Anche nelle

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

fasi di **decommissioning** degli impianti viene effettuato un assessment per valutare gli impatti sulla biodiversità ed eventuali azioni di mitigazione.

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. Le soluzioni scelte sono oggetto di continua ricerca, con la sperimentazione di più di 10 soluzioni tecnologiche per la protezione e la salvaguardia dell'avifauna, basate su telecamere per il rilevamento, dissuasione acustica/visiva e stop/riavvio automatico delle turbine, coinvolgendo impianti in Sudafrica, Spagna e Italia;
- **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 del degrado delle sponde. In fase di realizzazione degli impianti sono inoltre sviluppati progetti di compensazione in accordo con le autorità locali. Esempi sono il Programma di Restauro e Area Naturale Protetta presso la centrale idroelettrica "El Quimbo" (400 MW), che prevedono il ripristino di un'area di oltre 11.000 ha attraverso la piantumazione di specie autoctone, e la collaborazione con le università locali su numerose iniziative di ripristino ecologico e ricerca sulla biodiversità;
- **impianti solari**: gli interventi interessano principalmente il ripristino delle condizioni degli habitat impattati dalla realizzazione dei progetti, anche a beneficio delle specie presenti nel sito interessato, come per l'impianto solare di **Guayepo III**. Diverse sono le tipologie di intervento, che vanno dai programmi di monitoraggio della fauna locale, insieme agli stakeholder locali, alla compensazione, tra cui interventi di riforestazione e creazione di corridoi ecologici. Nell'ambito del programma **agrivoltaico**, Enel ha proseguito le attività sperimentali volte a dimostrare l'efficacia dell'integrazione tra produzione di energia solare, attività agro-zootecniche, conservazione della biodiversità e miglioramento dei servizi ecosistemici, utilizzando metodologie e soluzioni tecniche innovative. Sono proseguite le attività associate all'iniziativa di **Agrivoltaic Open Labs**, che ha visto dal 2023 a oggi l'apertura di cinque "laboratori a cielo aperto" con l'obiettivo di testare diverse tecnologie fotovoltaiche innovative, sensori di monitoraggio e metodologie di convivenza con attività di colture ad alto reddito e azioni di tutela della biodiversità, attraverso la collaborazione di università e centri di ricerca e il coinvolgimento delle comunità locali. L'iniziativa è stata estesa anche al di fuori dell'Italia, come nel caso del progetto a **Valdecaballeros** in Spagna, che prevede l'integrazione di 10 ettari di rosmarino in un impianto fotovoltaico in piena scala, con tecnologia a inseguimento e bifacciale, il cui raccolto sarà messo a disposizione di una bioraffineria. Infine, soluzioni innovative sono state installate in alcuni siti italiani (per esempio, pannelli verticali o installazioni ad altezze superiori allo standard utility scale), con lo scopo di valutarne l'efficacia a partire dal 2026;
- **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. Un esempio è il progetto **"Eremita"**, realizzato nel 2025, finalizzato a migliorare la sicurezza delle linee elettriche all'interno del **Parco Naturale degli Aiguamolls de l'Empordà (Spagna)**, a tutela del corridoio migratorio dell'ibis eremita. L'intervento ha previsto l'adeguamento di 40 strutture mediante l'installazione di isolatori polimerici e l'isolamento dei conduttori, oltre all'avvio di attività di monitoraggio per valutare l'efficacia delle misure adottate per la protezione della specie. Inoltre, quando necessario, sono previsti interventi di ripiantumazione, spesso richiesti dalle autorità locali, per compensare l'impatto sugli habitat naturali derivante dalla costruzione di nuove linee o cabine, così come dalle attività di manutenzione. Per esempio, in Brasile, nei **Parchi Naturali Municipali di Itaim e Jaceguava (Guarapiranga, San Paolo)**, è stato realizzato un intervento di riforestazione e rinaturalizzazione su oltre 25 ettari, con la messa a dimora di più di 21.000 piantine autoctone e la rimozione di specie non native.

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.

Nell'ottica del raggiungimento del 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 per dare indicazioni univoche su come compensarli, al fine di poter considerare l'impianto allineato con i princípi di No Net Loss.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 di valutarne i potenziali impatti positivi generati sul clima, le risorse naturali e le comunità in funzione delle esigenze dei clienti.

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 area designate come UNESCO World Heritage Natural Site.

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	MILESTONE	STATO	TARGET
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	**Atteso 50% al 2028**[2] % asset che soddisfano il NNL sul numero totale degli asset entrati in esercizio nell'anno di reporting	↗	**100%** al 2030
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 ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) L'impegno è stato preso nel 2021.
(2) La milestone è calcolata sulla base della Capacità Addizionale costruita nel 2028 (riferita agli impianti di generazione) in base al Piano Industriale 2026-2028.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

L'impegno di Enel nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi si traduce nell'adozione di target volontari di No Net Loss e No Net Deforestation[34], in linea con il quadro globale post-2020 in materia di biodiversità e la strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030.

Inoltre, a partire dal 2024 Enel ha definito **milestone quantitative** intermedie di raggiungimento del NNL. In particolare, nel 2025 è stato previsto **per il 2028** il **raggiungimento del NNL sul 50% dei nuovi impianti di generazione** che contribuiranno alla capacità addizionale costruita nell'anno.

Questi obiettivi si aggiungono all'impegno preso nel 2021 e attuato dal 2022 di **non costruire nuove infrastrutture di generazione in aree designate come UNESCO World Heritage Natural Site**.

La metrica adottata nella formulazione del target segue le indicazioni della comunità scientifica (IFC Standard 6[35] e SBTN Technical Guidance 2024 for Land[36]). 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" (NNL) sulla biodiversità, inclusa 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[37], definiti a livello globale come prima soglia ecologica da considerare. Nel caso si ricada in tali habitat o in presenza di specie prioritarie[38], 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[39], 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, Enel si è impegnata **nel 2025 all'applicazione del NNL su alcuni progetti di additional capacity avviati nel corso del 2025**, dando priorità a quelli in aree a più alto valore di biodiversità, come l'**impianto solare di Guayepo III**, installato nella regione caraibica della Colombia settentrionale. Il progetto copre un'area di circa 500 ha, di cui un 10% di habitat naturale, ed è situato in prossimità della Riserva della Biosfera RAMSAR Ciénaga Grande, Isla De Salamanca e Sabana Grande. In fase di valutazione di impatto ambientale, sono stati identificati impatti potenziali sia sulle specie a rischio della zona sia su habitat naturali, definendo, in accordo col Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Sostenibile, un Piano d'Azione per la Biodiversità (BAP). Tale piano include azioni di monitoraggio in sito delle specie prioritarie, quali il Cebo Cappuccino dalla fronte bianca del Río Cesar (*Cebus cesareae*), di recupero di 557 ha di aree naturali e semi-naturali dell'ecosistema Foresta secca tropicale, oltre che azioni compensative quali l'espansione delle aree vegetative esistenti, il recupero del suolo, la piantumazione di specie erbacee arbustive e arboree autoctone associate a corpi idrici, l'installazione di posatoi e la realizzazione di rifugi e tane.

34. Il target si applica alle nuove infrastrutture del Gruppo, a eccezione degli asset e/o delle connessioni grids su cui insistono prescrizioni di localizzazione da parte delle autorità, in fase di gara.

35. Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources (2012): https://www.ifc.org/en/insights-reports/2012/ifc-performance-standard-6.

36. https://sciencebasedtargetsnetwork.org/wp-content/uploads/2024/09/Technical-Guidance-2024-Step3-Land-v1.pdf.

37. Definiti da IUCN - Unione Mondiale per la Conservazione della Natura (https://www.iucnredlist.org/resources/habitat-classificationscheme).

38. 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.

39. Come definito nella Politica di Gestione della Biodiversità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 si utilizzano 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 per le reti MT e AT e puntuale per le cabine primarie e secondarie[40]. 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 a livello di Gruppo e declinati nelle principali tecnologie.

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(1). • **Critical habitat**: definiti dall'IFC Performance Standard 6, mappate "likely" dall'UNEP-WCMC, Conservation International and Fauna & Flora International(2). • 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(1). • **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(3) 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(3) 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 IUCN Red List.	

(1) È stato inoltre calcolato, separatamente, l'impatto sulle aree protette per gli asset in Italia e Spagna, includendo il database di Natura 2000.
(2) UNEP-WCMC Resources dove vengono citate le tipologie di aree sensibili, tra cui le Key Biodiversity Areas.
(3) IUCN - Unione Mondiale per la Conservazione della Natura (https://www.iucnredlist.org/resources/habitat-classificationscheme).

40. L'occupazione del suolo è stimata per le cabine primarie e secondarie in relazione alla superficie di occupazione media (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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Asset in aree sensibili

Nella seguente tabella si riportano i principali indicatori adottati dal Gruppo.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Biodiversità ed ecosistemi					
Impianti di generazione					
Impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree sensibili per la biodiversità[1]	n.	768	753	15	2,0%
- di cui impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree protette[2]	n.	108	106	2	1,9%
Ettari occupati da impianti di generazione in esercizio che ricadono in Aree Protette	ha	5.798	5.731	67	1,2%
Asset di distribuzione					
Ettari occupati dagli asset di distribuzione che ricadono in Aree Protette[3]	ha	14.767	14.187	580	4,1%
Ettari occupati da asset di distribuzione che ricadono in Critical Habitat	ha	38.209	37.804	405	1,1%

(1) 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.

(2) Per Italia e Spagna, nel 2025, il numero di impianti in aree protette e gli ettari occupati, includendo anche la sovrapposizione con aree Natura 2000, sono rispettivamente pari a 288 e 23.063.

(3) Il perimetro è relativo alle reti MT e AT di Italia, Spagna, Cile, Colombia e Brasile. L'incremento del dato rispetto all'anno precedente è dovuto principalmente all'aggiornamento della cartografia delle aree protette. Per Italia e Spagna, nel 2025, gli ettari occupati dagli asset di distribuzione, includendo anche la sovrapposizione con aree Natura 2000, risultano pari a 34.936.

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.

Gli impianti di generazione che ricadono totalmente o parzialmente in aree protette sono 108 e rappresentano il 2,3% della superficie totale occupata da tutti gli asset, risultando pari a 5.798 ha (su un totale di 251.444 ha). Dal 2013 non si costruiscono nuovi impianti nelle aree protette. Gli impianti che ricadono in aree ad alta significatività per la biodiversità sono 768, in leggero aumento rispetto allo scorso anno per l'inclusione nel perimetro di impianti idro acquisiti già in esercizio nel corso del 2025. Nel 2025 nessun nuovo impianto entrato in esercizio ricade in aree sensibili, con Guayepo III a rappresentare il principale progetto in termini di prossimità a un'area di rilevanza locale con impatto su un'area naturale.

Distribuzione

Nella distribuzione gli asset di MT/AT che ricadono in aree protette rappresentano il 3,1% della superficie totale occupata, risultando pari a 14.767 ha (corrispondenti a 16.162 km), su un totale di 484.622 ha. 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 7,9% della superficie totale, equivalenti a 38.209 ha (corrispondenti a 59.236 km).

Trasformazione del suolo

Generazione

Gli impianti di generazione entrati in esercizio nel 2025 hanno un'occupazione di suolo pari a 1.394 ha, di cui solo il 28% è stato costruito su habitat naturali (397 ha), mentre per il 72% sono stati utilizzati habitat modificati (997 ha), dimostrando l'impegno di Enel nel preferire siti antropizzati rispetto a quelli naturali. Degli habitat naturali impattati solo 3 ha risultano in habitat forestale[41], tutti compensati attraverso attività di recupero locali.

41. La classificazione degli habitat è presa dal database IUCN - Unione Mondiale per la Conservazione della Natura (https://www.iucnredlist.org/resources/habitat-classificationscheme).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Trasformazione degli habitat naturali					
Impianti di generazione					
Ettari occupati da asset di generazione entrati in esercizio nell'anno corrente	ha	1.394	5.005	(3.611)	-72,1%
Ettari occupati da asset di generazione entrati in esercizio nell'anno corrente che ricadono in habitat modificati	ha	997	2.497	(1.500)	-60,1%
Ettari occupati da asset di generazione entrati in esercizio nell'anno corrente che ricadono in habitat naturali	ha	397	2.508	(2.111)	-84,2%
Ettari occupati da asset di generazione entrati in esercizio nell'anno corrente che ricadono in habitat naturali (habitat forestale)	ha	3	223	(220)	-98,7%

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.

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.

			Tipo progetti				Specie	N. specie della lista rossa IUCN[1]			
Perimetro	N. progetti	di cui volontari	Conservazione (specie)	Monitoraggio	Restauro (habitat)	Ricerca e altri scopi	Classe	CR	END	VUL	Totale
Gruppo	221	30%	72	74	59	16	Avifauna; Fauna terrestre (Mammiferi); Ittiofauna; Flora terrestre; Chirotteri; Fauna acquatica (Anfibi e Rettili)	9	51	97	157

(1) Critically Endangered (CR) - Endangered (END) - Vulnerable (VUL).

Metriche di monitoraggio dei piani d'azione

Nel 2025 sono stati realizzati oltre **221 progetti** per la tutela delle specie e degli habitat naturali negli **impianti in esercizio**, di cui circa 48 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 **10.705 ha**[42], la maggior parte dei quali relativi ad attività di ripristino ecologico e riforestazione, prevalentemente in Colombia, Nord America e Brasile. In aggiunta, nel 2025 sono stati realizzati ulteriori **32 progetti** relativi a **cantieri di costruzione** di impianti di generazione elettrica, volti al recupero di habitat, alla conservazione e al monitoraggio delle specie autoctone impattate, per un investimento complessivo di oltre 2 milioni di euro. Negli **impianti in decommissioning** i progetti attivi sono **5** nelle centrali in dismissione in Italia. Esempi di misure di mitigazione degli impatti sulla biodiversità, in applicazione della relativa politica, sono disponibili nella sezione sostenibilità del sito www.enel.com[43].

42. Sono ettari recuperati, relativamente ai soli progetti di recupero habitat in corso nel 2025.
43. https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/biodiversita.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Uso delle risorse ed economia circolare

4.611.277 t

TOTALE RIFIUTI PRODOTTI

3.775.638 nel 2024

87%

PERCENTUALE DI RECUPERO DEI RIFIUTI TOTALI INDUSTRIALI

85% nel 2024

ESRS E5

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
RIFIUTI **Sotto-sottotema** –	Vantaggio economico e reputazionale legato alla riduzione della produzione di rifiuti non pericolosi e della destinazione in discarica delle operazioni dirette e indirette attraverso l'ottimizzazione dei processi di segregazione, trattamento e recupero e la promozione di catene di utilizzo finale sostenibili.	O	Target: Percentuale di recupero dei rifiuti totali industriali (O&M ed E&C)

O 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 Gruppo (si veda il paragrafo "Conservazione del capitale naturale"). In coerenza con tali princípi, Enel ha rinnovato nel 2025 la propria **Politica di Gestione dei Rifiuti**, confermando e irrobustendo ulteriormente il suo impegno a rafforzare il riutilizzo, il riciclo e il recupero dei rifiuti e dei beni a fine vita, in un'ottica di economia circolare delle risorse e in linea con la gerarchia europea di gestione dei rifiuti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

POLITICA DI GESTIONE DEI RIFIUTI	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Allineare i princípi e i criteri operativi per la gestione dei rifiuti e la definizione dei relativi obiettivi e piani di miglioramento alle raccomandazioni contenute negli standard ESRS e alle risultanze dell'analisi di materialità di Gruppo. • Adottare la gerarchia europea per la gestione dei rifiuti: prevenzione, riutilizzo, riciclo, recupero e smaltimento, a partire dalla progettazione sostenibile degli asset e dall'approvvigionamento di prodotti a ridotto impatto ambientale sino alla massimizzazione del recupero dei rifiuti prodotti. • Implementare pratiche di economia circolare finalizzate alla valorizzazione dei beni a fine vita e al reinserimento dei materiali secondari nei cicli produttivi, estese anche alle attività in appalto. • Individuare i ruoli, le responsabilità, i criteri di classificazione e le procedure di gestione e 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. • Indicare le procedure adottate per la qualificazione, il controllo e il consequence management dei contrattisti e sub-contrattisti incaricati della gestione di rifiuti prodotti da Enel o che producono e gestiscono rifiuti nell'ambito di attività per conto di Enel. • Raccogliere e condividere le migliori pratiche e regole gestionali sviluppate all'interno del Gruppo.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel e intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Rifiuti.
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

In linea con le strategie di decarbonizzazione, il Gruppo ha adottato già a partire dal 2017 un target volontario per la riduzione dei rifiuti prodotti dalle attività di esercizio e manutenzione (O&M)[44], sia direttamente sia dalle imprese appaltatrici operanti per conto di Enel, pari a 3,0 Mt al 2030 (-55% vs 2017). La scelta di includere nel reporting e negli obiettivi di miglioramento adottati da Enel anche i rifiuti indiretti, ossia quelli prodotti presso i siti operativi del Gruppo dai contrattisti, fa propri i princípi di responsabilità estesa del produttore raccomandati dalle norme comunitarie. Il processo di decarbonizzazione intrapreso dal Gruppo ha consentito nel tempo una progressiva e drastica riduzione dei rifiuti prodotti dagli impianti termoelettrici alimentati a carbone, prevalentemente costituiti da ceneri da carbone e gessi da desolforazione. Nei prossimi anni, in particolare, è previsto il completo azzeramento della produzione di queste tipologie di rifiuti, in linea con il Piano "Net Zero" (per maggiori dettagli si veda la sezione "Cambiamenti climatici").

44. Operation & Maintenance. Nel caso delle reti di distribuzione, tenuto conto della dimensione e della capillarità dei cantieri, sono compresi anche i rifiuti derivanti dalle attività di costruzione e refurbishment degli asset. Questa specificazione è valida per tutti i dati sui rifiuti relativi alle reti di distribuzione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Riduzione produzione di rifiuti da attività O&M	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**	✓	2030 Già raggiunto	Già raggiunto a seguito dell'attuazione in corso del piano di decarbonizzazione
Incremento della percentuale di recupero dei rifiuti	Definizione di programmi e procedure specifiche per massimizzare il recupero e riciclo dei rifiuti.	**Attività dirette e indirette di O&M, cantieri e decommissioning**	✓	2030	KPI di monitoraggio e rendicontazione dei piani di Paese e di Linea di Business
Responsabilità estesa del produttore	Inclusione nel target di Gruppo dei quantitativi di rifiuti prodotti dalle imprese relativi alle attività appaltate.	**Attività dirette e indirette di O&M, cantieri e decommissioning**	✓	2030	KPI di monitoraggio e rendicontazione dei rifiuti prodotti dagli appaltatori
	• 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**	–	Miglioramento continuo	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**	–	Miglioramento continuo	In base agli specifici piani di esercizio, refurbishment o decommissioning degli asset

✓ SÌ – NO

Il target volontario relativo alla riduzione dei rifiuti di O&M, definito nel 2017, risulta pertanto sostanzialmente raggiunto, con valori che nel periodo 2023-2024 si sono mantenuti intorno all'obiettivo assegnato (rispettivamente 3,2 Mt per il 2023 e 2,6 Mt per il 2024, rispetto al target 2030 di 3,0 Mt). Le tipologie di rifiuti prodotti, in particolare, in virtù del processo di decarbonizzazione in atto, sono sempre meno associabili alla produzione termoelettrica quanto piuttosto alle attività di gestione e ammodernamento delle reti elettriche, strategiche per la transizione energetica, per lo più condotte attraverso lavori in appalto svolti presso gli asset aziendali.

Nell'ambito delle attività di generazione, un ruolo significativo appare inoltre ricoperto sempre più dai rifiuti prodotti dalle attività di E&C (Engineering & Construction) legate alla realizzazione di nuovi impianti rinnovabili e al decommissioning o repurposing degli impianti termoelettrici a fine vita, anch'essi per lo più riconducibili ad attività contrattualizzate, cui si affiancano infine quelli prodotti in quantità minore dalle attività di servizio (per esempio, le reti di illuminazione pubblica e mobilità elettrica). In particolare, nella dismissione degli impianti vengono adottate tecniche di demolizione selettiva delle strutture e procedure gestionali dedicate per la migliore valorizzazione economica, ottenendo prevalentemente beni riutilizzabili e rifiuti metallici di pregio.

Sulla base delle precedenti considerazioni, Enel ha pertanto deciso, a partire dal 2025, di rinnovare il proprio target di Gruppo con un nuovo obiettivo che punta a massimizzare e mantenere nel tempo il rateo di recupero dei rifiuti totali prodotti dalle attività sia dirette sia indirette. Il suo ambito di applicazione viene inoltre esteso, comprendendo non più solo le attività di O&M ma, tra le attività di generazione, anche quelle di E&C sopra descritte.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Infine, riguardo ai prodotti e servizi offerti ai clienti finali, Enel si impegna a minimizzare il loro impatto lungo l'intero ciclo di vita, selezionando i propri fornitori anche sulla base di informazioni verificate sull'impatto ambientale dei singoli prodotti, nonché sull'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 dei prodotti, garantendo nella fase 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	2025	STATO	TARGET
Percentuale di recupero dei rifiuti totali industriali[1]	• Politica Ambientale • Politica di Gestione dei Rifiuti	Attività di O&M e costruzione e demolizione, dirette e indirette, in tutte le geografie	Anno: 2024 Valore: 85%	**87%**	↗	**90%** al 2030

↗ In linea ✓ Raggiunto ✗ Non in linea

(1) Sono esclusi i rifiuti originati da fattori esogeni (per esempio, eventi meteorologici estremi, acquisizione di terreni brownfield risultati contaminati, cambiamenti nei quadri normativi, nuove disposizioni amministrative specifiche di sito).

Sono esclusi i rifiuti originati da fattori esogeni (per esempio, eventi meteorologici estremi, acquisizione di terreni brownfield risultati contaminati, cambiamenti nei quadri normativi, nuove disposizioni amministrative specifiche di sito).
Sulla base delle considerazioni precedenti, Enel ha adottato nel 2025 un nuovo target volontario, volto a massimizzare e mantenere nel tempo il rateo di recupero dei rifiuti totali prodotti dalle attività dirette e indirette del Gruppo, includendo, oltre alle attività condotte nella fase di O&M (Operation & Maintenance), anche quelle condotte nella fase di costruzione o demolizione degli impianti. L'obiettivo fissato è raggiungere nel 2030 una percentuale di recupero in peso del 90%, cinque punti percentuali in più rispetto all'anno base, il 2024, in cui si è registrata una percentuale pari all'85%. Si tratta di un impegno particolarmente sfidante, volto a confermare e migliorare ulteriormente le performance raggiunte da Enel negli ultimi anni.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Flussi di risorse in uscita

ESRS E5-5

I **rifiuti totali prodotti dal Gruppo** nel corso del 2025 sono stati pari a 4.611.277 t, di cui 3.963.539 t derivanti dalle attività di O&M (86%) e 647.738 t dalle attività di costruzione e demolizione prevalentemente di generazione, mentre il rateo di recupero dei rifiuti totali prodotti è risultato pari all'87%, due punti percentuali in più rispetto al valore di baseline del 2024, confermando il percorso di miglioramento fissato dal nuovo target.

Per quanto riguarda i **rifiuti prodotti da attività di O&M**, nel 2025 si è registrato un aumento del quantitativo totale rispetto al 2024 (+50,4% rispetto a 2.634.863 t nel 2024), prevalentemente attribuibile all'incremento di inerti lapidei e terre e rocce da scavo, prodotti dall'attività di gestione e ammodernamento delle reti elettriche in Italia nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Tali rifiuti sono rappresentati in misura nettamente preponderante (99%) da rifiuti non pericolosi (3.910.479 t), costituiti principalmente da inerti lapidei e terre e rocce da scavo, con una percentuale avviata a recupero pari complessivamente al 94,8%, in netto miglioramento rispetto al precedente anno (88,6% nel 2024). Risultano recuperati in misura pressoché completa le terre e rocce da scavo e gli inerti lapidei, che in alcuni Paesi, tra cui l'Italia, vengono classificati e gestiti come rifiuti.

I rifiuti pericolosi O&M inviati a smaltimento risultano nel 2025 pari a 15.451 t (29,1% del totale di rifiuti pericolosi, pari a 53.060 t), in linea con la prestazione dello scorso anno nonostante il lieve aumento dei quantitativi prodotti. Risulta invece ormai marginale, per effetto della chiusura delle centrali a carbone, la quantità di **ceneri e gessi** prodotta dagli impianti di generazione in esercizio, pari nel 2025 a 144.231 t e in linea con quella del precedente anno. Si segnala invece una diminuzione della percentuale di recupero di ceneri e gessi, pari al 6%, rispetto al precedente anno (19% nel 2024), a causa della più bassa qualità dei rifiuti residuati.

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. Dalle attività di costruzione di nuovi impianti rinnovabili si generano soprattutto materiali inerti, come terre e rocce da scavo, prioritariamente riutilizzati *in loco* come materie prime secondarie, mentre dalle attività di demolizione sono derivati principalmente rifiuti inerti da rimozione e pulizia di vasche e depositi, smaltiti in ottemperanza alle normative locali. Complessivamente sono state prodotte 647.738 t di rifiuti, in significativa riduzione rispetto al precedente anno (-43,2%, 1.140.775 t nel 2024). Si tratta prevalentemente di rifiuti non pericolosi (97,9%), di cui il 42,9% destinati al recupero.

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	2025	2024	2025-2024	
Rifiuti prodotti					
Totale rifiuti prodotti	t	4.611.277	3.775.638	835.639	22,1%
- di cui da attività di Operation & Maintenance	t	3.963.539	2.634.863	1.328.676	50,4%
- di cui da attività di costruzione e demolizione da cantieri	t	647.738	1.140.775	(493.037)	-43,2%
Rifiuti radioattivi	m^3	258	235	23	9,8%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

	UM	2025	2024	2025-2024	
Rifiuti prodotti da attività di Operation & Maintenance					
Rifiuti non pericolosi	t	3.910.479	2.591.234	1.319.245	50,9%
Rifiuti pericolosi	t	53.060	43.629	9.431	21,6%
Rifiuti non destinati allo smaltimento					
Riciclaggio e riutilizzo	t	3.745.550	2.328.331	1.417.219	60,9%
- di cui pericolosi	t	37.609	30.991	6.618	21,4%
- di cui pericolosi esclusi ceneri e gessi	t	37.609	30.991	6.618	21,4%
- di cui non pericolosi	t	3.707.941	2.297.340	1.410.601	61,4%
- di cui non pericolosi esclusi ceneri e gessi	t	3.698.591	2.280.998	1.417.593	62,1%
Quantità totale di ceneri e gessi riciclati/riutilizzati	t	9.350	25.964	(16.614)	-64,0%
Percentuale di rifiuti riciclati e riutilizzati	%	94,5	88,4	6,1	-
Rifiuti destinati allo smaltimento					
Rifiuti destinati allo smaltimento	t	217.989	306.532	(88.543)	-28,9%
- di cui pericolosi	t	15.451	12.638	2.813	22,3%
- di cui pericolosi esclusi ceneri e gessi	t	14.278	10.838	3.440	31,7%
- di cui non pericolosi	t	202.538	293.894	(91.356)	-31,1%
- di cui non pericolosi esclusi ceneri e gessi	t	68.829	183.501	(114.672)	-62,5%
Quantità totale di ceneri e gessi smaltiti	t	134.881	112.194	22.687	20,2%
Smaltimento in discarica	t	180.793	263.250	(82.457)	-31,3%
Incenerimento	t	5.614	9.579	(3.965)	-41,4%
Altre operazioni di smaltimento	t	31.582	33.703	(2.121)	-6,3%
Percentuale di rifiuti non riciclati	**%**	**5,5**	**11,6**	**(6,1)**	**-**

	UM	2025	2024	2025-2024	
Rifiuti prodotti da attività di costruzione e demolizione da cantieri					
Rifiuti non pericolosi	t	634.202	1.117.505	(483.303)	-43,2%
Rifiuti pericolosi	t	13.536	23.270	(9.734)	-41,8%
Rifiuti non destinati allo smaltimento					
Riciclaggio e riutilizzo	t	275.878	888.643	(612.765)	-69,0%
- di cui pericolosi	t	3.632	9.810	(6.178)	-63,0%
- di cui non pericolosi	t	272.246	878.833	(606.587)	-69,0%
Percentuale di rifiuti riciclati e riutilizzati	%	42,6	77,9	(35,3)	-
Rifiuti destinati allo smaltimento					
Rifiuti destinati allo smaltimento	t	371.860	252.131	119.729	47,5%
- di cui pericolosi	t	9.903	13.460	(3.557)	-26,4%
- di cui non pericolosi	t	361.956	238.671	123.285	51,7%
Smaltimento in discarica	t	366.702	242.821	123.881	51,0%
Incenerimento	t	1	-	1	-
Altre operazioni di smaltimento	t	5.157	9.310	(4.153)	-44,6%
Percentuale di rifiuti non riciclati	**%**	**57,4**	**22,1**	**35,3**	**-**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tassonomia europea

Il Regolamento (UE) 2020/852 ha introdotto un sistema di classificazione delle attività economiche in base al loro contributo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali definiti dall'Unione Europea[45] nel rispetto di specifici **criteri di ecosostenibilità** (in seguito detti anche di allineamento). Le attività economiche vengono pertanto ricondotte a una delle tre categorie riportate in tabella.

AMMISSIBILE ALLINEATA	Si riferisce a un'attività economica che **soddisfa contemporaneamente i seguenti criteri di ecosostenibilità**: • viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo **contributo sostanziale** a uno o più dei sei obiettivi ambientali; e • soddisfa i **criteri di vaglio tecnico** elaborati dal regolamento UE per tale obiettivo ambientale; e • soddisfa tutti i criteri **DNSH**; e • soddisfa le **garanzie minime di salvaguardia**.
AMMISSIBILE NON ALLINEATA	Si riferisce a un'attività economica che: • viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali; e/o • non soddisfa i criteri di vaglio tecnico elaborati dal regolamento UE per tale obiettivo ambientale; e/o • non soddisfa tutti i criteri DNSH; e/o • non soddisfa le garanzie minime di salvaguardia.
NON AMMISSIBILE	Si riferisce a un'attività economica che non è stata identificata dalla tassonomia dell'UE come contributore sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali e, quindi, non è stato elaborato alcun criterio. La logica della Commissione Europea è che queste attività potrebbero: • non avere un impatto significativo su uno dei sei obiettivi ambientali o potrebbero essere integrate nel regolamento sulla tassonomia dell'UE in una fase successiva; • causare un impatto molto significativo su uno dei sei obiettivi ambientali, quindi non possono essere ammissibili in ogni caso.

Il presente capitolo è stato dunque redatto in conformità al Regolamento (UE) 2020/852 e ai relativi regolamenti delegati della Commissione Europea applicabili fino al 31 dicembre 2025:

- 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).

Tale impostazione riflette l'esercizio dell'opzione transitoria prevista dall'art. 4 del Regolamento Delegato (UE) 2026/73 del 4 luglio 2025 e confermata dalla FAQ n. 1 del Draft Commission Notice della Commissione Europea del 17 dicembre 2025, che consente alle imprese non finanziarie di adottare in modo alternativo un unico quadro normativo di riferimento, escludendo applicazioni combinate tra disposizioni previgenti e quelle introdotte a decorrere dal 1° gennaio 2026.

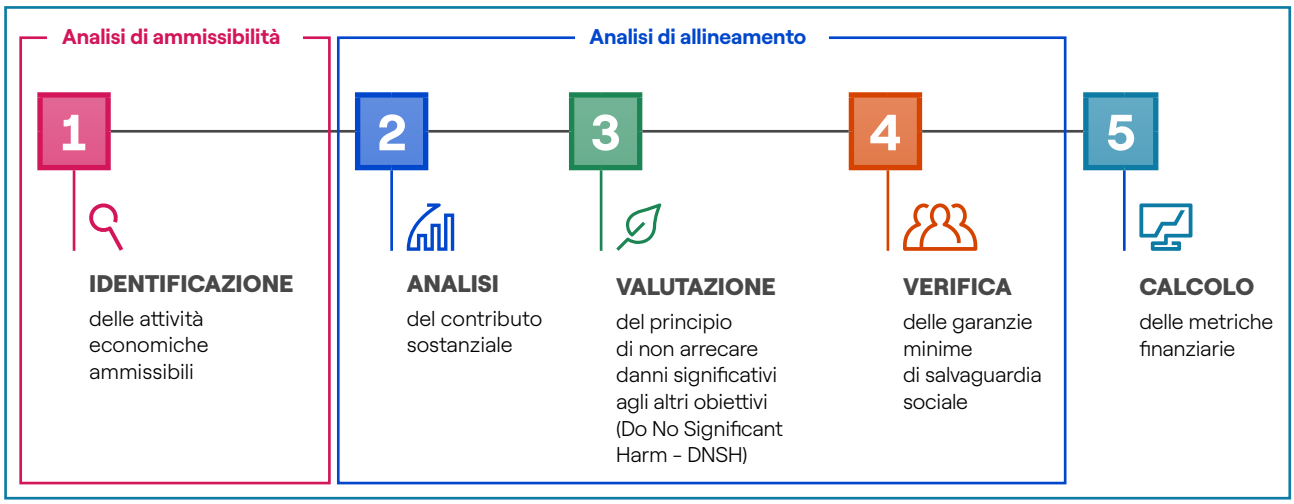
Inoltre, Enel, andando oltre gli obblighi di reporting previsti dal regolamento europeo, ha definito un obiettivo di allineamento dei Capex alla tassonomia UE maggiore dell'80% per il periodo 2026-2028, secondo il nuovo Piano Strategico di Gruppo presentato durante il Capital Markets Day lo scorso 23 febbraio 2026, nonché in linea con l'obiettivo del precedente Piano Strategico 2025-2027; tale scelta conferma il ruolo della tassonomia quale volano per promuovere gli investimenti ecosostenibili in linea con le strategie del Gruppo (per maggiori informazioni si rimanda alla sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", paragrafo "Il Piano Strategico 2026-2028", e alla sezione "Cambiamenti climatici", capitoli "La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici" e "Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici").

45. Mitigazione dei cambiamenti climatici, adattamento ai cambiamenti climatici, transizione verso una economia circolare, uso sostenibile della risorsa idrica, prevenzione e riduzione dell'inquinamento, protezione della biodiversità.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il processo di attuazione

Ai fini dell'applicazione del regolamento UE della tassonomia, Enel ha adottato un processo articolato in cinque fasi, che vengono dettagliate nel seguito.



Analisi di ammissibilità

1. Identificazione delle attività economiche ammissibili

Come primo step Enel ha individuato tutte le attività economiche svolte dal Gruppo che sono incluse nei Regolamenti Delegati UE (Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 sul Clima e successivi Regolamenti Complementari per quanto concerne l'analisi di contribuzione sostanziale alla mitigazione e/o adattamento dei cambiamenti climatici e Regolamento Delegato (UE) Ambientale 2023/2486 per gli altri quattro obiettivi ambientali). Dall'analisi di screening condotta si evidenzia che:

- l'obiettivo di **mitigazione del cambiamento** climatico risulta quello prevalente per il Gruppo in termini di contribuzione sostanziale;
- nessuna delle attività svolte dal Gruppo fornisce soluzioni di adattamento (ai sensi dell'art. 11, punto 1 b) del Regolamento (UE) 2020/852); tuttavia, alcune attività economiche, già classificate come ammissibili dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, includono **soluzioni di adattamento** (ai sensi dell'art. 11, punto 1 a) del regolamento UE di cui sopra) valutate sia in fase di disegno e costruzione degli asset sia per interventi su asset esistenti, e possono quindi essere definite come "adattate";
- con riferimento invece ai restanti quattro obiettivi ambientali, non sono state individuate attività economiche svolte dal Gruppo riconducibili a quelle previste dal Regolamento Delegato (UE) Ambientale 2023/2486.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito si riporta, in forma tabellare, la **mappatura delle attività economiche ammissibili per il Gruppo Enel**.

Linea di business	Attività economica ammissibile	
HOLDING E SERVIZI	**3.1**	Fabbricazione di **tecnologie per le energie rinnovabili**
ENEL GREEN POWER	**4.1**	Produzione di energia elettrica mediante tecnologia **solare fotovoltaica**
	4.3	Produzione di energia elettrica a partire dall'**energia eolica**
	4.5	Produzione di energia elettrica a partire dall'**energia idroelettrica**(1)
	4.6	Produzione di energia elettrica a partire dall'**energia geotermica**
	4.20	Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla **bioenergia**
	4.10	**Accumulo di energia elettrica**(2)
GENERAZIONE TERMOELETTRICA	**4.29**	Produzione di energia elettrica da **combustibili gassosi fossili**
ENEL GRIDS	**4.9**	Trasmissione e **distribuzione di energia elettrica**
MERCATI FINALI(3)	**7.3**	Installazione, manutenzione e riparazione di **dispositivi per l'efficienza energetica**
	7.6	Installazione, manutenzione e riparazione di **tecnologie per le energie rinnovabili**
	9.3	Servizi professionali relativi alla prestazione **energetica degli edifici**
	6.13	Infrastrutture per la **mobilità personale**

(1) Nell'attività 4.5 "Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica" sono compresi gli impianti idroelettrici ad acqua fluente e gli impianti a bacino.

(2) Nell'attività 4.10 "Accumulo di energia" sono compresi i sistemi di accumulo a batteria (BESS – Battery Energy Storage System) e l'accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio.

(3) Enel X ed e-Mobility.

Analisi di allineamento

Per ogni attività ammissibile individuata nella fase precedente è stata analizzata la rispondenza ai criteri di vaglio tecnico specifici (c.d. "technical screening criteria") stabiliti dal Regolamento (UE) sul Clima 2021/2139 e Regolamento (UE) complementare 2022/1214 relativamente:

- al loro contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento ai cambiamenti climatici (fase 2);
- alla valutazione del principio di non arrecare danni significativi agli altri obiettivi (fase 3);
- nonché alla verifica delle garanzie minime di salvaguardia sociale ai sensi dell'art. 18 del Regolamento (UE) 2020/852 (fase 4).

2. Analisi del contributo sostanziale

2.1 Mitigazione dei cambiamenti climatici

Per quanto concerne l'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, è stato seguito l'approccio qui descritto a seconda del tipo di attività economica:

a. Analisi a livello tecnologico per le attività di generazione e accumulo di energia. La soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh misurata in base al ciclo di vita è stata analizzata secondo il seguente approccio tecnologico:

- **idroelettrico**: gli impianti ad acqua fluente, così come anche gli impianti a bacino con una densità di potenza superiore a 5 W/m², risultano esenti dalla verifica della soglia di intensità di carbonio. Per gli impianti con densità di potenza inferiore a 5 W/m², complessivamente pari a 1.692 MW, la verifica del rispetto della soglia di intensità emissiva è stata effettuata da parte di un soggetto terzo indipendente per 1.478 MW; i restanti 214 MW, in considerazione della loro limitata rilevanza complessiva, sono stati invece classificati come ammissibili-non allineati;
- **geotermico**: la soglia è stata verificata effettuando valutazioni del ciclo di vita da parte di soggetti terzi indipendenti;
- **gas**: in tutte le centrali a gas è stata analizzata la conformità della soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh stabilita nell'Atto Delegato Complementare; è stato anche verificato il potenziale rispetto dei criteri alternativi stabiliti per la produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili;
- **solare ed eolico**: sono esenti dalla verifica della soglia di intensità di carbonio in ragione del loro intrinseco contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico;
- **accumulo di energia**: anche questa attività economica è esente dalla verifica della soglia di intensità di carbonio. Si precisa inoltre che gli impianti BESS di Enel non prevedono l'accumulo di energia chimica e pertanto i criteri tecnici di fabbricazione previsti per tale categoria di prodotto non risultano applicabili.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

b. Analisi a livello geografico e di sistema per le attività di distribuzione di energia elettrica. In tutti i Paesi in cui il Gruppo Enel distribuisce energia elettrica è stato verificato il rispetto dei seguenti criteri tecnici:

- la distribuzione di energia elettrica viene operata all'interno del sistema interconnesso europeo (nei casi di Italia e Spagna); o
- per gli altri Paesi di presenza del Gruppo (Brasile, Cile, Colombia e Argentina), la distribuzione di energia elettrica è svolta in contesti nazionali in cui oltre il 67% della nuova capacità di produzione del sistema elettrico, nel periodo 2020-2024, presenta un'intensità emissiva inferiore al valore soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh (misurato sull'intero ciclo di vita, sulla base dei dati resi disponibili dalle autorità nazionali competenti e relativi agli ultimi cinque anni).

Inoltre, si specifica che per l'anno 2025 sono state identificate e classificate come **ammissibili-non allineate** 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 (per un totale di 113 MW in Italia, Spagna e Brasile).

c. Analisi a livello di cluster di prodotto per le attività di Enel X ed e-Mobility e Holdng e Servizi.

- È stata effettuata un'analisi completa del portafoglio di Enel X ed e-Mobility, classificando le attività ammissibili individuate nel Regolamento Delegato sul Clima sulla base delle specifiche descrizioni contenute nei criteri di vaglio tecnico come l'installazione, manutenzione e riparazione di prodotti green, servizi di consulenza energetica professionale, soluzioni infrastrutturali per la mobilità personale.
- Per quanto concerne l'attività economica relativa alla fabbricazione di pannelli solari fotovoltaici (attività 3.1 "Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili"), si evidenzia che non sono stati previsti criteri tecnici specifici dal Regolamento UE, in ragione del loro intrinseco contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico.

2.2 Adattamento ai cambiamenti climatici

Nell'ambito dell'analisi di ammissibilità, è emerso che alcune attività economiche svolte dal Gruppo includono soluzioni di adattamento (seppur nessuna di essa fornisca soluzioni di adattamento vere e proprie). Questo accade in particolare per le seguenti attività economiche:

- **generazione e accumulo di energia elettrica**: nell'ambito di queste attività (per la generazione in particolare l'eolico, il solare e l'idroelettrico), vengono identificati i fenomeni climatici rilevanti e analizzati i relativi effetti, sia sulla base di serie storiche sia considerando scenari climatici futuri, al fine di valutare eventuali necessità di adattamento. Tale approccio viene applicato sia per nuovi progetti, in fase di disegno e/o costruzione, sia per impianti già operativi. Inoltre, sugli impianti già in esercizio vengono condotti screening per identificare gli asset più esposti a cambiamenti climatici futuri attraverso l'utilizzo di un indice sviluppato internamente (Acute Event Risk Index - AERI). Un esempio di intervento, finalizzato al miglioramento della resilienza degli impianti idroelettrici, è quello effettuato sulla diga Pagnona in Italia. Nell'ambito di tale azione è stata adeguata la capacità di scarico della diga per garantire la gestione in sicurezza di eventi di piena con tempo di ritorno di mille anni. Inoltre, a misure di questo tipo viene affiancata l'adozione di sistemi di monitoraggio in tempo reale (per esempio, sistema HYDRA) al fine di gestire al meglio le emergenze;
- **distribuzione di energia elettrica**: per ogni area di concessione vengono studiati i fenomeni climatici potenzialmente critici e i relativi impatti. Le necessità di adattamento vengono individuate considerando gli effetti potenziali del cambiamento climatico insieme alle necessità tecniche e ai framework regolatori vigenti. Un esempio di intervento di adattamento, definito all'interno di framework regolatori, è rappresentato dal Piano Resilienza in Italia. Le misure, finalizzate a ridurre l'impatto di eventi estremi (quali ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento) sono state implementate già a partire dal 2017, con investimenti pari a circa 1.000 milioni di euro, in gran parte già completati nell'ambito della precedente regolazione. A questi si aggiungono ulteriori 2.800 milioni di euro circa previsti a partire dal 2025 con la nuova regolazione.

Queste attività economiche si definiscono quindi come "adattate". Si precisa inoltre che il perimetro delle analisi è esteso in maniera progressiva, includendo prioritariamente le attività con un peso più rilevante nell'operatività del Gruppo. Ulteriori informazioni sull'approccio di Enel all'adattamento climatico sono disponibili nelle sezioni "Cambiamenti climatici" (capitolo "Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico") e "Strategia del Gruppo e gestione del rischio" del presente documento.

3. Valutazione del principio di non arrecare danni significativi agli altri obiettivi (Do No Significant Harm - DNSH)

3.1 Mitigazione dei cambiamenti climatici: per quanto concerne l'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, è stata eseguita un'analisi delle procedure ambien-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

tali esistenti per verificare il rispetto dei criteri DNSH per ciascuna tecnologia (per le attività di generazione e accumulo di energia elettrica), regione (per l'attività di distribuzione di energia elettrica) e livello di cluster di prodotto (per la Linea di Business Enel X ed e-Mobility – attività 7.3, 7.6, 9.3 e 6.13 – e Holding e Servizi – attività 3.1). Si riportano in formato tabellare, per ciascuna attività economica conforme ai criteri di vaglio tecnico previsti nella fase precedente, i dettagli dell'analisi DNSH per i soli obiettivi applicabili (c.d. "pertinenti").

Obiettivo ambientale	Attività tassonomica	Descrizione del rispetto del DNSH
Adattamento ai cambiamenti climatici	3.1 Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili 4.1 Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica 4.3 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica 4.5 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica 4.6 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica 4.10 Accumulo di energia elettrica 4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica 7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili 9.3 Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici 6.13 Infrastrutture per la mobilità personale	Politiche e procedure del Gruppo definiscono i criteri generali per la valutazione del rischio climatico, declinati in modo specifico per le diverse tecnologie e aree di business. L'identificazione del rischio climatico nelle sue varie forme (alluvioni, ondate di calore, incendi ecc.) viene effettuata combinando tre fattori: • **l'hazard**, che descrive come ciascun fenomeno climatico evolverà in termini di intensità e frequenza in una determinata area; • **la vulnerabilità degli asset** rispetto ai fenomeni climatici che quantifica quando l'asset è suscettibile di subire danni in caso di eventi climatici; • **l'esposizione**, che esprime il valore degli asset nelle località soggette agli hazard. Sulla base della valutazione degli impatti vengono definite e implementate, per tecnologia e contesto territoriale, le opportune soluzioni di adattamento, integrate nei piani operativi locali e nelle strategie senza compromettere la resilienza di altri soggetti o ecosistemi. Le attività di manutenzione e miglioramento della resilienza si basano su informazioni apprese da eventi critici e sull'analisi periodica dei dati climatici storici e futuri. Nei nuovi progetti l'impatto del cambiamento climatico è considerato sin dalla fase di progettazione, con analisi di vulnerabilità e soluzioni tecnologiche che tengono conto degli scenari di rischio in evoluzione. La gestione del rischio è supportata da procedure operative specifiche, per la preparazione e la risposta agli eventi estremi, che includono processi di classificazione, comunicazione, gestione e chiusura degli eventi, con ruoli e responsabilità chiaramente definiti e adeguata formazione del personale per garantire una risposta tempestiva ed efficace.
Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine	3.1 Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili 4.5 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica 4.6 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica 4.10 Accumulo di energia elettrica (impianti idroelettrici a pompaggio) 6.13 Infrastrutture per la mobilità personale	Politiche e procedure operative, in compliance alle normative locali e internazionali, definiscono la corretta gestione degli scarichi nel corpo idrico e i criteri per la pianificazione di azioni di monitoraggio al fine di garantire la tutela sulle acque, sugli habitat e sulle specie protette che dipendono direttamente dall'ambiente acquatico. Nell'ambito degli iter autorizzativi per nuovi progetti, è prevista l'esecuzione di studi idrogeologici e piani di sorveglianza che minimizzano le interferenze e i rischi ambientali. In particolare, nel settore idroelettrico, in applicazione delle norme, i piani di gestione concordati con le autorità, garantiscono il Minimo Deflusso Ecologico (Minimum Ecological Flow – MEF) a tutela dell'habitat e delle specie dipendenti dalla risorsa. Nel settore geotermico, invece, gli studi ambientali condotti sin dalla fase di progettazione, in ottemperanza alla normativa locale, includono una valutazione dell'impatto sulle risorse idriche e definiscono le procedure di monitoraggio e sorveglianza.
Transizione verso un'economia circolare	3.1 Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	La gestione dei rifiuti è conforme alla norma ISO 14001 e alle procedure nazionali ed europee applicabili di settore, con registrazioni presso consorzi per il riciclo di imballaggi e apparecchiature elettriche ed elettroniche (EEE). La partecipazione al progetto europeo "Photorama", relativo a soluzioni innovative di riciclo di prodotti fotovoltaici a fine vita e scarti di produzione, mira al raggiungimento di elevati tassi di recupero di materie prime secondarie.
	4.1 Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica 4.3 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica 4.10 Accumulo di energia elettrica 4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica 6.13 Infrastrutture per la mobilità personale	Politiche e metodologie definiscono un processo mirato alla riduzione della produzione dei rifiuti e alla massimizzazione del riuso e del riciclo secondo normative vigenti e abbracciando la gerarchia della gestione del rifiuto "Waste Management Hierarchy". Documenti contrattuali richiedono ai fornitori/appaltatori materiali eco-certificati e una gestione responsabile con l'obbligo di comunicare il ciclo di gestione rifiuti. Procedure operative definiscono i processi per il decommissioning e regole per il riuso, la vendita di beni non più utilizzati o il riciclo dei componenti obsoleti per ottimizzare le risorse. Sono stati inoltre implementati programmi per la riduzione della quantità di rifiuti prodotti e definiti target per garantire alti tassi di recupero.

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Obiettivo ambientale	Attività tassonomica	Descrizione del rispetto del DNSH
Prevenzione e riduzione dell'inquinamento	3.1 Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	Un'Istruzione Operativa dedicata norma la valutazione dell'impatto delle sostanze chimiche utilizzate all'interno della fabbrica 3SUN, basata sull'analisi delle schede di sicurezza (SDS) e conforme al quadro regolatorio e alle norme interne. Tale procedura si applica a tutti i prodotti chimici introdotti nello stabilimento, gestiti da personale interno o terzi.
	4.6 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	Installazione ed esercizio di sistemi di abbattimento delle emissioni di mercurio e idrogeno solforato. Monitoraggio continuo delle ricadute al suolo tramite una rete dedicata.
	4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Linee guida e istruzioni operative specifiche normano la valutazione e la gestione dell'esposizione ai campi elettromagnetici. Appositi piani per la rimozione delle apparecchiature contenenti PCB sono stati completati.
	7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	Specifiche procedure assicurano la selezione di fornitori qualificati e l'esecuzione di controlli specifici per l'uso di materiali e componenti non pericolosi, con particolare attenzione all'amianto durante l'installazione di isolamento termico, incluso il rispetto dei criteri ambientali minimi.
	6.13 Infrastrutture per la mobilità personale	
Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi	3.1 Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	Politiche e procedure definiscono princípi e modalità per la gestione della biodiversità, inclusi la definizione dei target e il loro monitoraggio. Durante il processo autorizzativo per i nuovi impianti vengono effettuate valutazioni di impatto ambientale secondo la direttiva 2011/92/EU, dove previsto, o studi comparabili; in aree sensibili per la biodiversità sono implementate misure di mitigazione e compensazione, con coinvolgimento degli stakeholder locali. Durante le fasi operative sono previsti piani di gestione ambientale sito-specifici, con monitoraggi periodici e iniziative volontarie per la tutela delle specie e degli habitat.
	4.1 Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	
	4.3 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	
	4.5 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	
	4.6 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	
	4.10 Accumulo di energia elettrica	
	4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	
	6.13 Infrastrutture per la mobilità personale	

3.2 Adattamento ai cambiamenti climatici

Per quanto riguarda invece l'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici, è stato verificato il rispetto dei criteri DNSH per le attività che contribuiscono in modo sostanziale a tale obiettivo, in particolare:

- 4.1 Produzione di energia elettrica tramite tecnologia solare fotovoltaica;
- 4.3 Produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- 4.5 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica;
- 4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
- 4.10 Accumulo di energia elettrica.

L'analisi ha evidenziato che, per i seguenti quattro obiettivi ambientali – uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine, transizione verso un'economia circolare, prevenzione e riduzione dell'inquinamento, protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi – i criteri tecnici da soddisfare coincidono con quelli già verificati nell'ambito delle analisi svolte per il contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico.
Per quanto concerne invece l'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, applicabile alle sole attività 4.5 e 4.9, i requisiti previsti per il rispetto del DNSH risultano soddisfatti, in quanto caratterizzati da soglie tecniche meno restrittive rispetto al caso in cui la mitigazione stessa sia valutata come contributo sostanziale.

4. Verifica delle garanzie minime i 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 corso del 2025 è stata aggiornata per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del Gruppo. Il contenuto della politica fa riferimento ai diritti umani riconosciuti a livello internazionale – intesi, come minimo, come quelli espressi

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 di princípi 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 2025. • Il Gruppo si è impegnato a monitorare l'attuazione della politica attraverso uno specifico processo di due diligence(1), 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 Codice Etico del Gruppo.

(1) 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.

Si precisa infine che le garanzie minime di salvaguardia costituiscono una condizione orizzontale e trasversale, applicabile a tutte le attività economiche del Gruppo, indipendentemente dall'obiettivo ambientale considerato, operando dunque come requisito preliminare per la classificazione delle attività come allineate alla tassonomia.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Esito dell'analisi di allineamento

Tenuto conto delle analisi condotte nelle fasi 2, 3 e 4, si riporta di seguito, in forma tabellare, il risultato dell'analisi di allineamento per tutte le attività economiche svolte dal Gruppo Enel in relazione all'obiettivo ambientale di **mitigazione dei cambiamenti climatici**, in quanto obiettivo prevalente per il Gruppo in termini di contribuzione sostanziale.

TASSONOMIA EUROPEA	AMMISSIBILE		
	ALLINEATA	NON ALLINEATA	NON AMMISSIBILE
Mappatura secondo l'Atto Delegato sul Clima 2021/2139 e successivi Atti Delegati Complementari enel	• Solare • Eolico • Idroelettrico • Geotermico • Accumulo di energia *(incluso il pompaggio)*	• Idroelettrico *(214 MW di impianti a bacino con densità di potenza inferiore a 5 W/m²)*	• Carbone • Nucleare(1) • Olio combustibile e impianti termoelettrici dual fuel
		• Combustibili fossili gassosi	• Gestione dei clienti relativi alle concessioni di distribuzione di energia elettrica in America Latina(2)
	• Distribuzione di energia elettrica in Europa, Brasile, Cile, Argentina e Colombia	• 113 MW di nuove connessioni di distribuzione di energia elettrica tra una sottostazione/rete e un impianto di produzione di energia elettrica a intensità di gas serra > della soglia di 100 gCO_{2eq}/KWh	• Servizi generali e altri cluster di prodotti non rilevanti
	• Maintenance & Repair Service, Green Product, Major Appliances, Advisory Services, Photovoltaic Distributed Energy and Energy Communities, Battery Energy Storage, Smart Lighting & Smart City products, Smart & Efficient Building, Condomini e Vivimeglio, e-Mobility		• Vendita al dettaglio di energia e gas ai clienti finali
			• Trading
	• Fabbricazione di pannelli solari fotovoltaici		

(1) Gli impianti nucleari del Gruppo non rientrano tra quelli descritti nell'attività 4.28 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia nucleare in impianti esistenti" ai sensi del Regolamento Delegato (UE) 2022/1214.

(2) A partire dal 2025 la Gestione dei clienti connessi alle concessioni di distribuzione di energia elettrica in America Latina, precedentemente considerate nell'ambito del business dei Mercati finali, sono state associate alle operazioni della Distribuzione di energia elettrica (Enel Grids) in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi e in linea con quanto esposto nel paragrafo "Risultati economici per Settore" della "Relazione sulla gestione".

Per quanto concerne invece l'analisi di allineamento in relazione all'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici, le attività economiche risultanti conformi ai criteri di vaglio tecnico riportati nella fase 2 (attività eolica, solare, idroelettrica, accumulo di energia e distribuzione di energia), tenuto conto di quanto riportato anche nelle fasi 3 e 4, risultano ammissibili-allineate secondo la tassonomia europea.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

5. Calcolo delle metriche finanziarie – metodologie di calcolo

Criteri generali

Le metriche finanziarie sono state calcolate tenuto conto dei risultati dell'analisi di ammissibilità e allineamento (fasi 1-4) per ciascuna attività economica con riferimento all'obiettivo prevalente del Gruppo ovvero quello della **mitigazione dei cambiamenti climatici**.

Rispetto invece all'obiettivo di adattamento, non sono stati rilevati ricavi ammissibili, in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento (ai sensi dell'art. 11, punto 1 b) del Regolamento (UE) 2020/852). Le spese in conto capitale e le spese operative relative a soluzioni di adattamento ai cambiamenti climatici, incluse in attività economiche già allineate all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono state attribuite esclusivamente all'obiettivo di mitigazione, in linea con le linee guida della Commissione Europea (FAQ n. 8, C/2023/305), al fine di evitare potenziali fenomeni di doppio conteggio.

Le informazioni finanziarie sono state raccolte dal sistema di contabilità utilizzato dal Gruppo Enel ovvero dai sistemi gestionali in uso nelle Linee di Business aziendali. Alcune grandezze, inoltre, sono state calcolate utilizzando specifiche proxy, valorizzate sulla base di opportuni driver, al fine di fornire una rappresentazione più puntuale dei valori o di escludere alcune attività specifiche dal calcolo complessivo della quota ammissibile allineata. Di seguito si riportano le proxy utilizzate:

- **4.5 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica**: i ricavi relativi alle centrali idroelettriche ammissibili-non allineate sono stati valorizzati moltiplicando la loro produzione annuale per il ricavo unitario medio. Tale approccio è stato esteso anche a Capex e Opex;
- **4.9 Trasmissione e distribuzione di energia elettrica**:
  - i Capex relativi alle nuove connessioni tra una sottostazione o rete e un impianto di produzione di energia elettrica, classificati come ammissibili-non allineati in quanto aventi un'intensità di gas serra superiore alla soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh – sono stati valorizzati considerando la loro potenza (in MW) moltiplicata per il Capex unitario medio (k€/MW). Questo approccio è stato esteso anche al fatturato riscontato rapportando i Capex alla vita utile residua degli asset;
  - i ricavi e le Opex relativi alla gestione dei clienti associati alle concessioni di distribuzione di energia elettrica in America Latina, considerati non ammissibili in coerenza con gli esercizi precedenti, sono stati calcolati in proporzione all'incidenza percentuale media del triennio 2022-2024.

  Infine, si specifica che le Opex, qualora non disponibili con il livello di dettaglio richiesto dal Regolamento sulla Tassonomia nel sistema di contabilità del Gruppo, sono state allocate mediante driver specifici associati a ciascuna GBL.

Specifiche dei KPI

Fatturato: la quota di fatturato allineata alla tassonomia, di cui all'art. 8 punto 2 a) del Regolamento (UE) 852/2020, viene calcolata rapportando i ricavi netti (ovvero ricavi terzi) ottenuti da prodotti e servizi associati ad attività economiche allineate alla tassonomia (numeratore) ai ricavi netti consolidati di Gruppo (denominatore), ai sensi dell'Allegato I, punto 1.1.1 del Regolamento (UE) 2021/2178.

Spese in conto capitale (Capex): la quota delle spese in conto capitale (Capex) allineata alla tassonomia, di cui all'art. 8 paragrafo 2 b) del Regolamento (UE) 852/2020, è invece calcolata rapportando le spese in conto capitale del Gruppo associate ad attività economiche allineate alla tassonomia (numeratore) ai costi contabilizzati sulla base dello IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) e iii), IAS 38 "Attività immateriali", punto 118 lettera e), sottopunto i), IAS 40 "Investimenti immobiliari" punto 79, lettera d) sottopunti i) e ii) per il modello del costo e IFRS 16 "Leasing", paragrafo 53, lettera h), ai sensi dell'Allegato I, punto 1.1.2 del Regolamento (UE) 2021/2178.

Si precisa che nel Gruppo Enel non sono presenti attività economiche che prevedono l'applicazione del principio contabile IAS 41.

Spese operative (Opex): la quota delle spese operative (Opex), di cui all'art. 8 paragrafo 2 b) del Regolamento (UE) 852/2020, è calcolata invece considerando al denominatore il totale delle spese operative riferite solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia UE, ai sensi dell'Allegato I punto 1.1.3 del Regolamento (UE) 2021/2178 ovvero 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; e al numeratore la quota parte di spese operative incluse nel denominatore associate ad attività economiche allineate alla tassonomia europea.

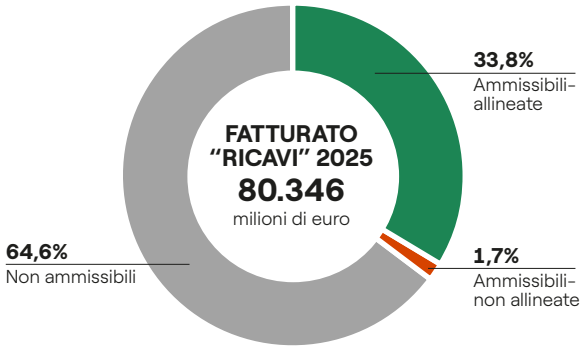
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

Risultati complessivi e informazioni contestuali

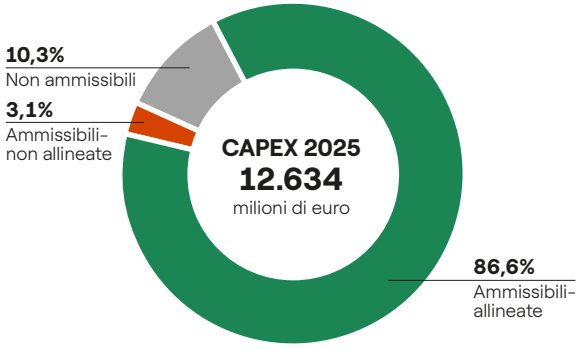
Si riporta di seguito il livello di allineamento delle attività economiche del Gruppo alla tassonomia dell'UE nel corso del 2025, in ragione del loro contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico, nel rispetto del principio di non arrecare danno agli altri obiettivi ambientali (DNSH) e delle garanzie minime di salvaguardia sociale.

KPI FATTURATO: INFORMAZIONI CONTESTUALI E PRINCÍPI CONTABILI



Nel 2025 il **33,8%** dei **ricavi**, pari a 27.148 milioni di euro, è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE (35,7%, pari a 28.148 milioni di euro nel 2024[46]). La variazione è da ricondurre a una diminuzione delle attività ammissibili e allineate di produzione da energie rinnovabili parzialmente compensata da un aumento delle attività ammissibili e allineate di distribuzione. In particolare, la quota principale, pari a 18.929 milioni di euro, si riferisce all'attività di distribuzione di energia elettrica, in aumento di 667 milioni di euro rispetto al 2024, principalmente in Italia per conseguenza della forte accelerazione degli investimenti, e in Spagna per gli adeguamenti tariffari, nonostante la diminuzione della quantità di energia distribuita a seguito delle cessioni avvenute nel corso del 2024, in Italia, di alcuni comuni delle province di Milano e Brescia, e in Perù. I ricavi ammissibili e allineati relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili ammontano a 7.394 milioni di euro (in diminuzione di 1.511 milioni di euro rispetto al 2024) e sono riconducibili invece principalmente alla minore idraulicità in Italia, alla cessione delle attività rinnovabili in Perù e ai minori proventi realizzati tramite accordi di tax partnership in Nord America. I restanti 825 milioni di euro di ricavi ammissibili e allineati sono afferenti all'offerta di prodotti e servizi per i clienti, in diminuzione di 156 milioni di euro rispetto al 2024, principalmente per un rallentamento sul mercato delle attività legate all'efficientamento energetico e dell'installazione di green product. Per ulteriori dettagli circa l'andamento dei ricavi si rimanda alle seguenti Note di commento del Bilancio consolidato: nota 9 "Dati economici e patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica", nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e nota 10.b "Altri proventi".

KPI CAPEX: INFORMAZIONI CONTESTUALI E PRINCÍPI CONTABILI



46. Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

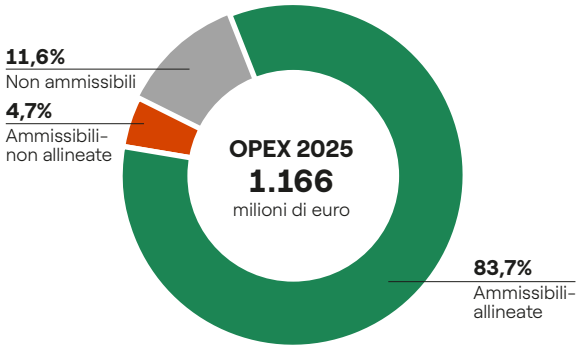
Nel 2025 l'**86,6%** della spesa in conto capitale (**Capex**), pari a 10.942 milioni di euro, è riferito alle attività di business ammissibili e allineate (83,8%, pari a 9.584 milioni di euro nel 2024). Nello specifico, 7.205 milioni di euro riguardano investimenti sulle reti, in aumento di 1.093 milioni di euro rispetto al 2024, e sono finalizzati principalmente a garantire l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso reti efficienti e resilienti. Gli investimenti nelle attività di produzione da energie rinnovabili ammontano a 3.347 milioni di euro, con un aumento di 305 milioni di euro rispetto al 2024, e riflettono il diverso approccio alla selezione degli investimenti, con un maggior focus verso impianti già operativi, cosiddetti "investimenti brownfield" (in particolare nei settori idroelettrico in Spagna ed eolico negli Stati Uniti, in Spagna e in Germania). I restanti 390 milioni di euro di investimenti ammissibili e allineati sono principalmente riconducibili allo sviluppo di prodotti e servizi per i clienti, in diminuzione di 40 milioni di euro rispetto al 2024. Per ulteriori dettagli circa l'andamento degli investimenti si rimanda alla sezione "Sintesi dei risultati" della "Relazione sulla gestione" e in particolare al paragrafo "Dati patrimoniali e finanziari del Gruppo".

Le spese in conto capitale (Capex) considerate quale "denominatore" del KPI in questione ammontano a 12.634 milioni di euro e sono riconducibili alle seguenti voci del Bilancio consolidato 2025.

Voce di Bilancio consolidato	Importo (milioni di euro)	Note di commento del Bilancio consolidato
Immobili, impianti e macchinari	8.504	18. Immobili, impianti e macchinari
Immobili, impianti e macchinari – Leasing	538	18. Immobili, impianti e macchinari
Attività immateriali	1.125	22. Attività immateriali
Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali – acquisizioni di società	1.423	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
• *di cui acquisizione di Corporación Acciona Hidráulica SL*	*972*	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
• *di cui acquisizione di Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa)*	*54*	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
• *di cui operazione asset swap (da parte di Enel Green Power North America)*	*276*	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
• *di cui acquisizione Ewiva Srl*	*87*	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
• *di cui acquisizione di un portafoglio di impianti onshore da parte di Enel Green Power Germany*	*34*	8. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio
Attività derivanti da contratti con i clienti – non correnti[1]	1.042	27. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti
Attività (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita	2	35. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita
Totale Capex 2025	**12.634**	

(1) Si riferiscono agli investimenti relativi alle attività di distribuzione del Gruppo in Brasile, che sono classificati tra le attività derivanti da contratti durante il periodo di realizzazione o miglioramento delle infrastrutture.

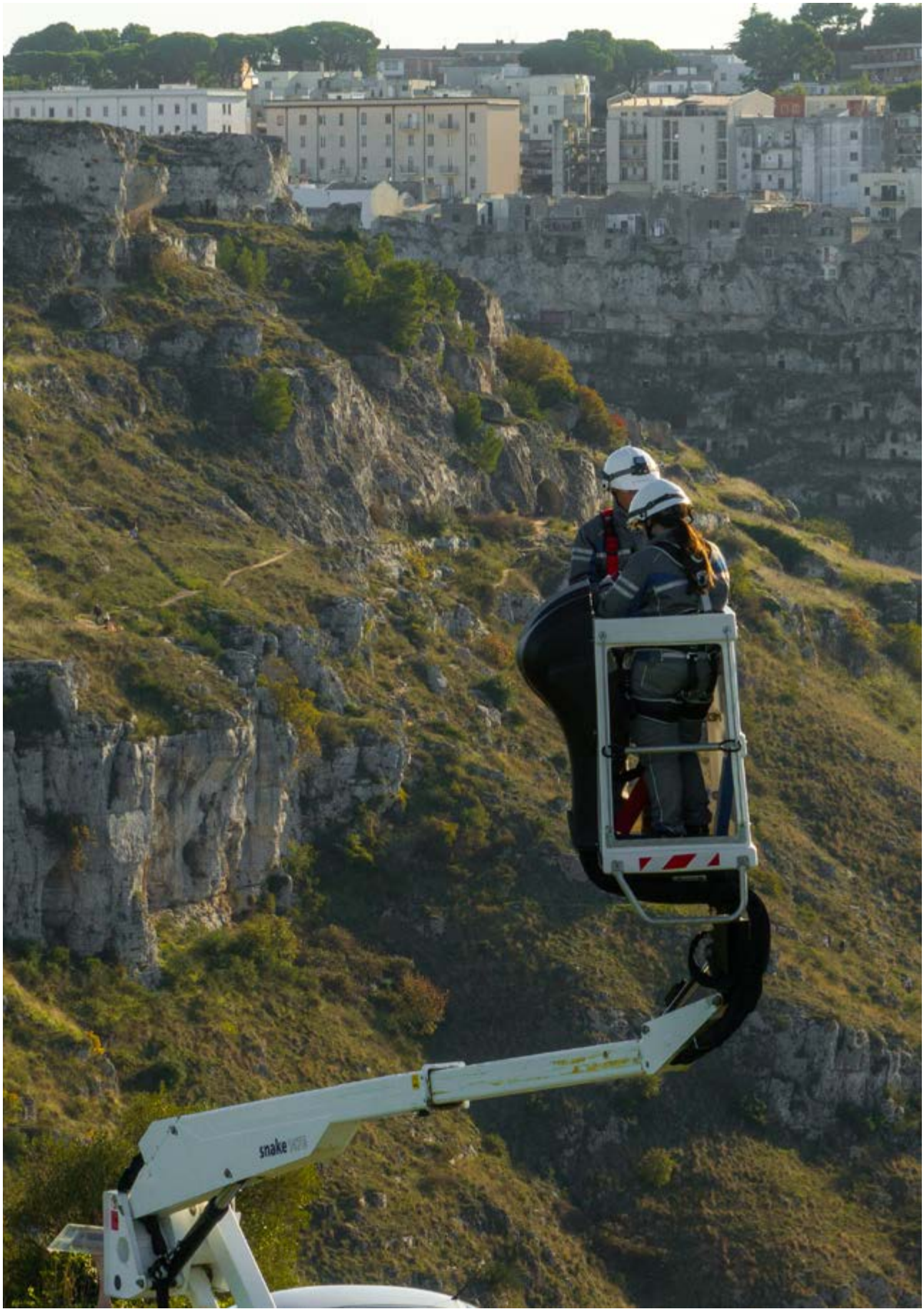
KPI OPEX: INFORMAZIONI CONTESTUALI



Nel 2025 l'**83,7%** delle spese operative (**Opex**), pari a 977 milioni di euro, è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE (72,5%, pari a 983 milioni di euro nel 2024[47]). In particolare, 636 milioni di euro si riferiscono a costi sostenuti sulle reti di distribuzione principalmente per attività di manutenzione (in diminuzione di 29 milioni di euro rispetto al 2024) e 326 milioni di euro si riferiscono a costi di manutenzione sostenuti nelle attività di produzione di energia rinnovabile, in aumento di 24 milioni di euro rispetto al 2024. I restanti 15 milioni di euro sono principalmente relativi a costi operativi sull'offerta di prodotti e servizi per i clienti finali, in linea con lo scorso anno.

47. Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Risultati in dettaglio

Le tabelle sotto riportate sono rappresentate secondo quanto richiesto nel Regolamento (UE) 852/2020.

Fatturato "Ricavi"[1] in base ai criteri della tassonomia europea

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Fatturato "Ricavi" 2025	Quota di fatturato "Ricavi" 2025[2]	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[3]	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)																			
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1	46	0,1	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	629	0,8	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,7		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	1.742	2,2	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	2,2		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	3.870	4,8	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	5,6		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	82	0,1	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,7		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	1.071	1,3	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,2	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	18.929	23,6	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	23,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	CCM 7.3	554	0,7	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,8	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	100	0,1	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2		
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	11	-	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Infrastrutture per la mobilità personale	CCM 6.13	114	0,1	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)		**27.148**	**33,8**	**33,8**						**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**35,7**		
Di cui abilitanti			25,8	25,8						SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	25,3	A	
Di cui di transizione			-	0,0													0,0		T

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Fatturato "Ricavi" 2025	Quota di fatturato "Ricavi" 2025[2]	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[3]	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	23	0,0	AM	N/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	1	0,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili	CCM 4.29	1.305	1,7	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								1,7		
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	-	0,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**1.329**	**1,7**	**1,7**													**1,7**		
A. Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**28.477**	**35,5**	**35,5**													**37,4**		
B. Fatturato delle attività non ammissibili alla tassonomia		**51.869**	**64,5**														**62,6**		
Totale (A + B)		**80.346**	**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 punto 1 b) del Regolamento (UE) 2020/852.

(2) La quota non ammissibile comprende il 2,9% di produzione di energia elettrica da olio e impianti termoelettrici dual fuel, lo 0,7% di produzione di energia elettrica da carbone, lo 0,6% di produzione di energia elettrica da nucleare, il 17,5% trading, il 7,1% di vendita di gas a clienti finali e il 31,6% di vendita di energia a clienti finali.

(3) Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale rideterminazione dei valori, in particolare in Spagna.

Quota di fatturato totale		
	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)**
CCM	33,8	35,5
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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Spese in conto capitale (Capex)[1] "Investimenti" in base ai criteri della tassonomia europea

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" 2025	Quota di spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" 2025[2]	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[3]	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)																			
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1	105	0,8	SÌ	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,5	A	
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**CCM 4.1** / CCA 4.1	579	4,6	SÌ	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	12,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**CCM 4.3** / CCA 4.3	658	5,2	SÌ	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,7		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5** / CCA 4.5	1.516	12,0	SÌ	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	3,6		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	323	2,6	SÌ	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,1		
Accumulo di energia elettrica	**CCM 4.10** / CCA 4.10	271	2,1	SÌ	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	5,4	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	**CCM 4.9** / CCA 4.9	7.205	57,0	SÌ	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	53,3	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	CCM 7.3	108	0,9	SÌ	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,3	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	23	0,2	SÌ	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,3	A	
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	-	-	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Infrastrutture per la mobilità personale	CCM 6.13	154	1,2	SÌ	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,8	A	
Capex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**10.942**	**86,6**	**86,6**						**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**83,8**		
Di cui abilitanti			62,2	62,2						SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	62,6	A	
Di cui di transizione			0,0	0,0													0,0		T

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2025	Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2025[2]	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[3]	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	5	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	7	0,1	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili	CCM 4.29	379	3,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								3,3		
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	-	-	AM	N/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)		**391**	**3,1**	**3,1**													**3,3**		
A. Capex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**11.333**	**89,7**	**89,7**													**87,1**		
B. Capex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**1.301**	**10,3**														**12,9**		
Totale (A + B)		**12.634**	**100,0**														**100,0**		

N/AM – non ammissibile

(1) Le spese in conto capitale (Capex) relative a soluzioni di adattamento ai cambiamenti climatici, incluse in attività economiche già allineate all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono state attribuite esclusivamente all'obiettivo di mitigazione, in linea con le linee guida della Commissione Europea (FAQ n. 8, C/2023/305), al fine di evitare potenziali fenomeni di doppio conteggio.

(2) La quota non ammissibile comprende lo 0,6% di produzione di energia elettrica da olio e impianti termoelettrici dual fuel, lo 0,2% di produzione di energia elettrica da carbone, l'1,4% di produzione di energia elettrica da nucleare, lo 0,3% trading, l'1,0% di vendita di gas a clienti finali e il 3,9% di vendita di energia a clienti finali.

(3) Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale rideterminazione che non ha comportato una variazione della percentuale ammissibile e allineata.

	Quota di Capex totale	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)**
CCM	86,6	89,7
CCA	0,0	81,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Spese operative (Opex)[1] in base ai criteri della tassonomia europea

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Spese operative (Opex) 2025	Quota di spese operative (Opex) 2025	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese operative (Opex) allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[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)																			
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 3.1	12	1,0	Sì	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	0,2	A	
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**CCM 4.1** / CCA 4.1	69	5,9	Sì	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	4,7		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**CCM 4.3** / CCA 4.3	85	7,3	Sì	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	6,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5** / CCA 4.5	106	9,1	Sì	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	7,4		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	5	0,4	Sì	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	0,4		
Accumulo di energia elettrica	**CCM 4.10** / CCA 4.10	61	5,2	Sì	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	4,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	**CCM 4.9** / CCA 4.9	636	54,5	Sì	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	49,5	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	CCM 7.3	1	0,1	Sì	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	-	-	Sì	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	-	A	
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	-	-	Sì	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	-	A	
Infrastrutture per la mobilità personale	CCM 6.13	2	0,2	Sì	NO	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	0,1	A	
Opex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**977**	**83,7**	**83,7**						**Sì**	**Sì**	**Sì**	**Sì**	**Sì**	**Sì**	**Sì**	**72,5**		
Di cui abilitanti			56	55,8						Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	49,9	A	
Di cui di transizione			0,0	0,0													0,0		T

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Esercizio finanziario 2025		2025		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare danno significativo")								Categoria	
Attività economiche	Codice	Spese operative (Opex) 2025	Quota di spese operative (Opex) 2025	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Inquinamento (PPC)	Economia circolare (CE)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese operative (Opex) allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia 2024[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	-	-	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								-		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili	CCM 4.29	54	4,6	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								11,6		
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	-	-	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								-		
Opex delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**55**	**4,7**	**4,7**													**11,7**		
A. Opex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**1.032**	**88,4**	**88,4**													**84,2**		
B. Opex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**134**	**11,6**														**15,8**		
Totale (A + B)		**1.166**	**100**														**100,0**		

N/AM – non ammissibile

(1) Le spese operative (Opex) relative a soluzioni di adattamento ai cambiamenti climatici, incluse in attività economiche già allineate all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono state attribuite esclusivamente all'obiettivo di mitigazione, in linea con le linee guida della Commissione Europea (FAQ n. 8, C/2023/305), al fine di evitare potenziali fenomeni di doppio conteggio.

(2) Il dato del 2024 tiene conto di una più puntuale rideterminazione.

	Quota di Opex totale	
	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	**Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)**
CCM	83,7	88,4
CCA	0,0	82,1
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 non sono applicabili al modello di business di Enel. Inoltre, le informazioni si riferiscono esclusivamente all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, dato che tale obiettivo risulta essere quello prevalente per il Gruppo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia

FATTURATO "RICAVI"

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	1.305	1,7
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	24	0,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**1.329**	**1,7**

CAPEX

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	379	3,0
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	12	0,1
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**391**	**3,1**

OPEX

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	54	4,6
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	**55**	**4,7**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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	448	0,6
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	51.421	63,9
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**51.869**	**64,5**

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	175	1,4
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	1.126	8,9
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**1.301**	**10,3**

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	92	7,9
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	42	3,7
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**134**	**11,6**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni sociali

VChain IRS

Forza lavoro propria

ESRS S1

61.634

TOTALE DIPENDENTI

60.359 nel 2024

33,9%

DONNE MANAGER (INCLUSI EXECUTIVE MANAGER) E MIDDLE MANAGER

33,3% nel 2024

99,7%

GESTIONE DELLE PRESTAZIONI % PERSONE VALUTATE

99,6% nel 2024

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
PARITÀ DI TRATTAMENTO E DI OPPORTUNITÀ PER TUTTI **Sotto-sottotema** Formazione e sviluppo delle competenze	Valorizzazione del talento delle persone Enel con l'obiettivo di riconoscere le capacità individuali e supportare la valutazione delle prestazioni.	⊕	Target: Gestione delle prestazioni • % persone coinvolte • % persone valutate
PARITÀ DI TRATTAMENTO E DI OPPORTUNITÀ PER TUTTI **Sotto-sottotema** Diversità di genere	Valorizzazione della diversità attraverso le politiche adottate dall'Azienda, ove applicabili ai sensi della normativa locale.	⊕	Target: • % donne manager (inclusi executive) • % donne middle manager • % donne manager (inclusi executive) e middle manager

⊕ Impatto positivo

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-3

La strategia del Gruppo si fonda sulla centralità delle persone, considerate protagoniste dell'evoluzione del Gruppo stesso. Per sostenere tale visione, Enel ha definito una serie di linee d'azione focalizzate su:

- **ascolto e coinvolgimento**, attraverso iniziative che favoriscono un dialogo costante con le persone;
- **soddisfazione e benessere**, promuovendo un ambiente di lavoro inclusivo e motivante;
- **parità di genere**, con particolare attenzione alla crescita della presenza femminile in ruoli manageriali;
- **merito e sviluppo**, grazie a una strategia rinnovata di talent management basata su criteri oggettivi e meritocratici;
- **aggiornamento delle competenze**, con processi periodici di identificazione dei fabbisogni futuri per allineare le capacità delle persone alle priorità strategiche;
- **inclusione delle diversità**, tramite politiche e iniziative mirate a garantire la piena partecipazione di persone con differenti abilità.

Nel 2025 Enel ha rivisto i principali strumenti di valorizzazione delle persone, introducendo un nuovo **Modello di Leadership**, fondato su responsabilità, imprenditorialità e meritocrazia. Il modello, pienamente coerente con i valori e la strategia di Gruppo, promuove una leadership capace di responsabilizzare, valorizzare il merito e sostenere il contributo individuale al successo collettivo.
In parallelo è stato aggiornato anche il **Modello di Competenze**, sviluppato a partire dalla mission e dai valori aziendali, con l'obiettivo di identificare le competenze chiave necessarie per sostenere la crescita organizzativa. Questo percorso si è consolidato con il lancio della Talent Strategy, che rafforza la pipeline di talenti attraverso percorsi strutturati di sviluppo e formazione, contribuendo alla sostenibilità e alla continuità del business. A completamento di questo percorso integrato di valorizzazione delle persone, Enel ha rafforzato i processi di Performance Management, rendendoli coerenti con gli strumenti di valorizzazione sviluppati e le iniziative di inclusione e sviluppo. L'attenzione all'unicità delle persone si traduce in un sistema meritocratico e orientato al miglioramento continuo. Il processo prevede inoltre momenti di confronto durante l'anno tra responsabile e collaboratore e offre la possibilità di scambiare feedback in modo continuativo, favorendo una crescita costante e una valutazione trasparente e coerente con i princípi della Talent Strategy. Nell'ambito della nuova strategia è stato inoltre rafforzato l'impegno verso la riduzione del gender gap, promuovendo maggiore equità nelle opportunità di sviluppo, valutazione e riconoscimento.
La valorizzazione dell'unicità di ogni persona e del suo benessere è sostenuta da un sistema articolato di policy, procedure e iniziative che dedicano particolare attenzione alla **parità di genere** e all'**inclusione delle persone con diverse abilità**. Le politiche relative a questi ambiti si applicano a tutte le persone che lavorano in Enel, incluse collaboratrici e collaboratori esterni e, indirettamente, ai soggetti della catena di fornitura.
In tema di parità di genere il Gruppo promuove iniziative rivolte a studentesse, studenti e istituzioni scolastiche per diffondere la cultura delle discipline tecnico-scientifiche. Un ruolo centrale è svolto dalle colleghe con background **STEM (Scienza, Tecnologia, Ingegneria e Matematica)**, che, in qualità di modelli di riferimento, contribuiscono ad abbattere stereotipi, a ispirare le nuove generazioni e a rafforzare il proprio empowerment professionale.

Interessi e opinioni dei portatori di interessi

ESRS 2 SBM-2

Attraverso il proprio sistema di relazioni industriali, Enel estende i processi di informazione e consultazione con i lavoratori e i loro rappresentanti a tutte le Società del Gruppo a livello globale. I rappresentanti dei lavoratori possono esprimere valutazioni e proposte sulle strategie aziendali, favorendo la ricerca di convergenza tra le parti. Tale approccio è formalizzato nell'Accordo del **Comitato Aziendale Europeo (CAE)** Enel, siglato nel 2016 e prorogato nel 2022, una delle intese più avanzate nel settore elettrico europeo.
Enel si impegna al dialogo sociale con le organizzazioni sindacali, affrontando con trasparenza e spirito di collaborazione le tematiche di interesse per il Gruppo e per le persone che vi lavorano. Il sistema di relazioni industriali riconosce come interlocutori le organizzazioni sindacali rappresentative, nel rispetto delle normative nazionali e

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

della distinzione dei ruoli: il Gruppo garantisce un'informazione tempestiva e adeguata per facilitare la contrattazione collettiva e mette a disposizione delle persone la documentazione relativa a contratti collettivi e accordi sindacali vigenti.
Nell'ambito del dialogo sociale, Enel osserva la normativa del lavoro applicabile nei Paesi in cui opera e aderisce ai princípi fondamentali della **Dichiarazione Universale dei Diritti Umani** e alle convenzioni dell'**Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL)** in materia di libertà di associazione, contrattazione collettiva, consultazione e diritto di sciopero. A livello globale, la strategia di dialogo si ispira al **Global Framework Agreement (GFA)**, sottoscritto per la prima volta a Roma nel 2013, rinnovato nel 2023 con le federazioni italiane di settore e le organizzazioni sindacali globali IndustriALL e Public Services International. Il GFA è fondato sui più elevati standard internazionali in materia di diritti umani e relazioni industriali. L'accordo istituisce il **Global Works Council** con l'obiettivo di garantire un flusso costante di comunicazione e confronto. Enel e le federazioni nazionali ed europee contribuiscono inoltre ai lavori del **Sectoral Social Dialogue Committee** del settore elettrico della Commissione Europea – DG Employment, dedicato all'analisi degli impatti occupazionali della transizione energetica e della digitalizzazione sulle imprese del settore.
Il Gruppo mantiene una politica di **rigorosa neutralità** rispetto alla scelta dei lavoratori di aderire o meno a un sindacato e rispetto all'organizzazione prescelta. In caso di divergenza tra norme locali e standard internazionali, Enel applica le disposizioni maggiormente tutelanti per i lavoratori. Inoltre, il Gruppo tutela i rappresentanti sindacali da qualsiasi forma di discriminazione legata alla loro attività di rappresentanza, garantendo che processi di assunzione, retribuzione e progressione di carriera siano basati esclusivamente su competenze, merito e trasparenza.
La percentuale di dipendenti coperti da accordi collettivi a livello di Gruppo si attesta al 91,7% nel 2025, perfettamente in linea con il valore del 2024 pari al 91,7%.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Contrattazione collettiva					
Dipendenti coperti da accordi collettivi a livello di Gruppo	%	91,7	91,7	-	-

Politiche per la forza lavoro propria

ESRS S1-1

Il percorso che ha condotto Enel agli attuali risultati in tema di politiche per le proprie persone ha preso avvio nel 2013 con la pubblicazione della **Politica sui Diritti Umani**, aggiornata nel 2025 insieme al **Codice Etico**, e con l'adesione, nel 2015, ai **Women's Empowerment Principles (WEP)** promossi da UN Global Compact e UN Women, contestualmente alla prima edizione della **Politica Diversità e Inclusione**. In particolare, il **Codice Etico** definisce i princípi fondamentali che guidano la condotta aziendale: imparzialità, non discriminazione, legalità, trasparenza, dignità, integrità fisica e morale. Al suo interno sono esplicitati anche i princípi etici relativi all'utilizzo dell'intelligenza artificiale, insieme ai criteri di comportamento ispirati a equità e pari opportunità.

La **Politica sui Diritti Umani** ribadisce l'impegno del Gruppo a promuovere una condotta responsabile lungo l'intera catena del valore, garantendo il rispetto dei diritti umani, il rifiuto di qualsiasi forma di discriminazione e la tutela di condizioni di lavoro corrette, inclusive e sicure, che respingano ogni forma di molestia, violenza o intimidazione.
Nel quadro del proprio impegno per la creazione di ambienti di lavoro rispettosi e inclusivi, Enel ha inoltre aderito al progetto **#panchinerosse** in occasione della Giornata internazionale per l'eliminazione della violenza contro le donne (25 novembre), installando panchine simboliche nelle principali sedi del Gruppo nel mondo. Un gesto concreto che testimonia la volontà di contrastare la violenza di genere e promuovere una cultura di responsabilità collettiva.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito il dettaglio sulle politiche direttamente collegate ai temi materiali.

DEIB – DIVERSITY EQUITY INCLUSION BELONGING (2024)[1]	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Definisce princípi, linee guida e priorità del Gruppo in materia di Diversità, Equità, Inclusione e Appartenenza (DEIB), con particolare riferimento a genitorialità e cura, parità di genere e retributiva, inclusione delle diverse abilità, neurodiversità e vulnerabilità, valorizzazione delle differenze generazionali e culturali, rispetto dell'orientamento affettivo e dell'identità di genere, promuovendo l'uso di un linguaggio rispettoso e inclusivo. La Politica, conforme allo standard ISO 30415:2021, è implementata da P&O di Holding – Global Industrial Relations, Welfare, Wellbeing and DEIB.
AMBITO	• La politica si applica a Enel SpA e a tutte le sue società controllate (dirette, indirette); costituisce il riferimento per gli standard di comportamento cui sono tenuti ad attenersi gli stakeholder coinvolti lungo l'intera catena del valore.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità di genere; Formazione e sviluppo delle competenze.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Coinvolte tutte le Funzioni Holding e di Country competenti.
DIFFUSIONE	• Disponibile sulla intranet aziendale e sul portale istituzionale di Gruppo enel.com.

(1) https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/deib-diversity-equity-inclusion-belonging.

POLITICA PER LA PARITÀ DI GENERE ENEL SPA E POLITICA PER LA PARITÀ DI GENERE ENEL ITALIA SPA (2024)[1]	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Le politiche[2] formalizzano l'impegno dell'Alta Direzione e del Comitato Guida per la Parità di Genere a promuovere l'equità di genere agendo su sei aree: cultura e strategia, governance, processi P&O, opportunità di crescita, equità retributiva e genitorialità. Si applicano ai processi di selezione, sviluppo e retribuzione, prestano attenzione alla genitorialità e al bilanciamento vita-lavoro, prevengono molestie e promuovono iniziative di sensibilizzazione su comportamenti e linguaggio inclusivi. Le politiche promuovono il miglioramento continuo, la misurazione dei risultati e la diffusione interna ed esterna, garantendo conformità alle normative vigenti. Inoltre, indirizzano la promozione e il mantenimento del Sistema di Gestione allineato alla prassi 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 ed Enel Sole Srl nel perimetro Italia.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità di genere; Formazione e sviluppo delle competenze.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Coinvolte tutte le Funzioni competenti.
DIFFUSIONE	• Disponibili sui canali di comunicazione aziendale a tutti i dipendenti di Enel SpA, Enel Italia SpA ed Enel Sole Srl, in Italia. La politica relativa a Enel SpA è disponibile sul portale istituzionale di Gruppo enel.com (Global Procurement).

(1) https://globalprocurement.enel.com/content/dam/enel-gp/documents/other-useful-documents/health-and-safety/Enel_SPA_Politica_per_la_parita_di_genere.pdf.

(2) Ognuna per il proprio ambito di applicazione: Enel SpA ed Enel Italia SpA.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

POLITICA ACCESSIBILITÀ DIGITALE (2021)	
CONTENUTI PRINCIPALI	• La politica esprime gli impegni e le responsabilità di Enel nell'implementazione dell'Accessibilità Digitale, in linea con gli standard tecnici e normativi volti a garantire un accesso senza discriminazioni alle tecnologie e ai sistemi digitali a tutte le persone in Enel.
AMBITO	• La politica si applica a Enel SpA e a tutte le società da essa controllate, direttamente e/o indirettamente. Costituisce il riferimento per gli standard di comportamento cui sono tenuti ad attenersi gli stakeholder coinvolti lungo l'intera catena del valore.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità di genere; Formazione e sviluppo delle competenze.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Global Digital Solutions.
DIFFUSIONE	• Disponibile all'interno di una sezione dedicata nella intranet aziendale. La dichiarazione di accessibilità[1] è presente sul portale istituzionale di Gruppo enel.com.

(1) https://www.enel.com/it/accessibilita.

POLITICA SULLA DIVERSITÀ RELATIVA ALLA COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (2018)[1]	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Definisce le caratteristiche ottimali della composizione del Consiglio di Amministrazione per assicurare decisioni efficaci, valorizzando la pluralità di competenze e punti di vista garantiti da un'equilibrata rappresentanza di genere, 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 di genere.
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 sul portale istituzionale di Gruppo enel.com.

(1) 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

GLOBAL WORKPLACE VIOLENCE AND HARASSMENT POLICY (2025)[1] E STATEMENT CONTRO LE MOLESTIE SUL LUOGO DI LAVORO (2025)[2]	
CONTENUTI PRINCIPALI	• Aggiornata in coerenza con i valori di Enel e adeguata agli standard internazionali, inclusa la Convenzione ILO, la politica estende il concetto di tutela dalle molestie alla prevenzione della violenza, compresa quella di genere, sottolineando il ruolo delle tecnologie, inclusa l'intelligenza artificiale, come strumenti per promuovere soluzioni e servizi rispettosi dei diritti fondamentali di ogni persona.
AMBITO	• È rivolta a tutti i dipendenti di Enel SpA e di tutte le società del Gruppo Enel e alle terze parti che collaborano con Enel in ogni contesto operativo.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità di genere; Formazione e sviluppo delle competenze.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Coinvolte tutte le Funzioni Holding e di Country competenti.
DIFFUSIONE	• La politica è disponibile nella intranet aziendale. La dichiarazione di Enel contro la violenza e le molestie nei luoghi di lavoro è presente sul portale istituzionale di Gruppo enel.com.

(1) https://enelcom.sharepoint.com/sites/egodrPublished/PublishedDocuments/PD_Policy_431_Workplace%20Harassment%20Policy_vdef.pdf.
(2) https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/2025/enel-statement-against-violence-harassment-it.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 persone, con l'obiettivo di garantire inclusione, coinvolgimento, benessere e soddisfazione. Nel tempo sono stati sviluppati piani d'azione organizzativi e percorsi di sviluppo sostenibili e inclusivi, orientati a valorizzare le diversità, le competenze e il contributo unico di ciascuno.

Nel 2025 è stata lanciata la Survey globale di clima che tiene conto del clima aziendale, del benessere e dell'inclusione a livello aziendale. Alla Survey globale di clima 2025 ha risposto l'84,8% dei dipendenti del Gruppo, registrando un tasso complessivo di soddisfazione sul lavoro (engagement) delle persone coinvolte dell'85,1%, un livello di benessere dell'82,3% e un livello di inclusione dell'89%. Sulla base degli esiti emersi, è stato definito un piano globale di azioni di miglioramento da implementare nel 2026.

Enel attribuisce grande valore al ruolo dei People Business Partner, figure strategiche di People & Organization che rappresentano un punto di connessione essenziale tra le persone e l'organizzazione. Attraverso un ascolto strutturato e un dialogo continuo, i People Business Partner comprendono aspirazioni, bisogni e potenziale individuale, supportando percorsi di sviluppo coerenti, sostenibili e in linea con le priorità aziendali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano d'azione e target per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S1-4

Sviluppo e valorizzazione della diversità

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Gestione delle prestazioni (c.d. "Performance Management")	Processo globale di valutazione delle prestazioni a supporto dei meccanismi di gestione delle politiche retributive che promuove la valorizzazione dei talenti, attraverso la valutazione degli obiettivi raggiunti e l'applicazione delle competenze del Modello Enel.	**Globale**	✓ Parità di trattamento e di opportunità per tutti	Annuale	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.
Diversità di genere – 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; i piani di successione contribuiscono inoltre al rafforzamento della presenza di donne in ruoli manager e middle manager, prevedendo target percentuali dedicati al fine di ridurre progressivamente il gender gap.	**Globale**	– Parità di trattamento e di opportunità per tutti	Annuale	Il processo viene monitorato attraverso la piattaforma aziendale di raccolta e analisi dati.

✓ SÌ – NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La parità di genere rappresenta un impegno consolidato per Enel, sostenuto da politiche e piani d'azione che valorizzano il merito, promuovono pari opportunità, inclusione e trasparenza. Le iniziative adottate accompagnano tutte le fasi del percorso professionale delle donne in Enel: dall'ingresso allo sviluppo alla crescita verso ruoli di responsabilità, fino al supporto nei momenti chiave della vita personale e lavorativa. La strategia di Enel sul genere non si limita alla popolazione già presente nel Gruppo, ma guarda anche alle nuove generazioni di talenti STEM, con l'obiettivo di alimentare una pipeline qualificata di future professioniste in settori ad alto potenziale, dove la presenza femminile è ancora limitata. In tutti i Paesi in cui opera Enel promuove iniziative di sensibilizzazione rivolte a scuole e studenti, contribuendo da anni alla diffusione delle discipline tecnico-scientifiche e rafforzando il proprio impegno a favore della diversità e dell'inclusione. Il piano d'azione comprende inoltre misure a impatto diretto e indiretto sull'equità retributiva. Poiché l'aumento progressivo della rappresentanza femminile nei diversi livelli organizzativi costituisce una condizione necessaria per un ricambio generazionale equo e, nel tempo, per il raggiungimento della parità salariale, Enel garantisce equità di remunerazione a parità di mansione e anzianità per tutti i nuovi manager che accedono a ruoli attraverso crescita interna.

- Il **Consiglio di Amministrazione di Enel SpA** è composto per il **44,4% da donne**.
- Le donne manager rappresentano il 27,3% nel 2025 (27,2% nel 2024) e ricoprono il 27% delle posizioni executive (CEO-1), pari a 4 ruoli su 15.
- Le donne middle manager sono il 34,6% (34% nel 2024).
- La percentuale di donne in ruoli executive (CEO-1 e CEO-2) raggiunge il 23,8% nel 2025 (20% nel 2024).
- La presenza femminile in ruoli STEM si conferma intorno al 20%, in linea con il 2024.

I processi di selezione garantiscono un bilanciamento di genere nel bacino candidati, con una quota femminile pari al **50,2%**[48] nel **2025**. Il **piano di incentivi a lungo termine 2025** sostiene questo andamento attraverso un obiettivo dedicato – del peso pari al 10% del totale – basato sulla **"Percentuale di donne manager e middle manager rispetto alla popolazione complessiva dei manager e middle manager a fine 2027"**. L'obiettivo mira a rafforzare e dare continuità alle politiche orientate alla costruzione di una pipeline adeguata di profili idonei alle future nomine manageriali.

La curva di riferimento prevede:

- un **livello di ingresso** pari al **33,6%** di donne manager e middle manager a fine 2027;
- il riconoscimento di una **over-performance** al raggiungimento di un valore **pari o superiore al 34%**.

I processi di gestione dei **piani di successione** e di **revisione salariale** sono regolati da specifiche politiche aziendali e prevedono un **monitoraggio continuo dell'equità retributiva**, assicurando la coerenza dei trattamenti a parità di mansione e responsabilità. Ai fini del monitoraggio della parità retributiva, l'indicatore **Equal Remuneration Ratio (ERR) Adjusted** – calcolato sui dati teorici di remunerazione totale come media degli ERR delle singole categorie, ponderata per il relativo peso sulla popolazione (con esclusione del personale operaio[49]) – si attesta per il 2025 al **94,0%**, in miglioramento rispetto al **93,8%** registrato nel 2024. L'ERR relativo alla popolazione manageriale è in linea rispetto al 2024 attestandosi all'**82,2%**.

La strategia di Enel in materia di genitorialità contribuisce in modo significativo alla promozione dell'equità di genere, poiché la condivisione delle responsabilità genitoriali rappresenta uno strumento fondamentale per favorire un ambiente di lavoro equo e sostenibile. Attraverso politiche di welfare e di supporto alla genitorialità, Enel accompagna i genitori nelle diverse fasi della crescita dei figli, contribuendo a migliorare l'equilibrio tra vita lavorativa e familiare. Nel 2025 il Parental Program globale è stato completamente rivisto per allinearsi alla nuova strategia aziendale, orientata alla promozione della genitorialità condivisa, alla digitalizzazione dei processi, al miglioramento dell'esperienza dei colleghi durante tutto il percorso professionale e al rafforzamento dei momenti di caring e formazione delle persone. L'iniziativa introduce una nuova figura di riferimento dedicata al supporto su tutte le tematiche legate alla genitorialità e prevede la digitalizzazione dell'intero processo, raccolto in una sezione dedicata che semplifica l'esperienza dei colleghi genitori, centralizzando in un unico punto tutte le risorse e i servizi aziendali disponibili. Il programma prevede inoltre una formazione esperienziale rivolta alle neomamme e ai neopapà attraverso specifici laboratori, che rappresentano uno spazio di confronto protetto per i neogenitori.

A livello globale Enel continua a promuovere il progetto We Are Energy, alla sua ventunesima edizione, rivolto ai

48. Non sono inclusi i processi di selezione che coinvolgono operai e ruoli tecnici assimilabili (a partire dal 2021) e il perimetro Stati Uniti e Canada, per effetto della normativa locale antidiscriminatoria che non consente il monitoraggio di genere in fase di recruiting.

49. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

figli dei colleghi e basato su attività formative, laboratori creativi e momenti di team building.
Enel offre iniziative e servizi per genitori in vari Paesi, come stanze per l'allattamento e programmi formativi per neogenitori. Inoltre, quasi tutti i Paesi prevedono servizi welfare e sostegni, anche di natura finanziaria, per la famiglia e la cura dei figli. In particolare, in Italia sono previsti laboratori educativi, counseling gratuiti per genitori, anche di figli con diverse abilità, neurodiversità e vulnerabilità, e diversi webinar sulla genitorialità. Presso una delle sedi aziendali a Roma è inoltre presente l'asilo nido aziendale. La Spagna, oltre a sostenere economicamente i colleghi con figli con diverse abilità, neurodiversità e vulnerabilità attraverso il Fondo Ayuda a la Discapacidad, mette a disposizione guide sulle misure di conciliazione per i genitori e cura dei familiari a disposizione dei People Business Partner. In Brasile sono attive diverse iniziative per supportare le future madri attraverso workshop dedicati e gruppi di supporto specifico, oltre a progetti per valorizzare il ruolo della paternità e le competenze a esso legate in ambito lavorativo.

Attenzione e cura per persone con diverse abilità, neurodiversità e vulnerabilità

Enel promuove la piena inclusione valorizzando le diverse prospettive e i bisogni individuali attraverso politiche, progetti e iniziative dedicate alle persone con **diverse abilità, neurodiversità e condizioni di vulnerabilità**. Enel assicura ambienti e processi di lavoro accessibili, supportati da strumenti digitali basati sui princípi del **design universale** e da canali di ascolto e supporto attivi a livello locale. Un ruolo centrale è svolto dal **focal point**, figura che facilita l'accesso a strumenti, servizi e iniziative inclusive.
A livello globale vengono inoltre offerti servizi di **Inclusive Travel** e, tramite l'iniziativa Accessibility and Design for All, sono promossi percorsi per diffondere una cultura dell'accessibilità nel design dei processi e dei progetti aziendali.
In molti Paesi sono organizzati **workshop e webinar** dedicati alla sensibilizzazione su neurodiversità e disabilità invisibili, contribuendo alla costruzione di una cultura aziendale sempre più attenta alle differenze. In Brasile, oltre al servizio dedicato alla lingua dei segni, è stato lanciato un webinar volto a mostrare come le difficoltà possano trasformarsi in opportunità di resilienza. In Argentina le sedi commerciali hanno ottenuto la certificazione **APADEA**, che abilita il personale a fornire supporto a persone neurodivergenti e con autismo.
Sono inoltre attivi diversi **Employee Resource Group (ERG)** dedicati a queste tematiche in Italia, Spagna, Messico e Stati Uniti e Canada, con l'obiettivo di sostenere le comunità interne e promuovere una cultura inclusiva basata sul dialogo e sulla condivisione.
L'inclusione delle persone con **diverse abilità, neurodiversità** o in condizioni di **vulnerabilità** è promossa da Enel attraverso piani d'azione strutturati, sviluppati a livello sia globale sia locale e sostenuti da un processo di ascolto continuo. La Policy Diversity, Equity, Inclusion and Belonging, emessa nel 2024, rafforza questo impegno, definendo princípi, strumenti e responsabilità per garantire la piena partecipazione, la valorizzazione e il contributo di tutte le persone, indipendentemente dalle loro caratteristiche o condizioni.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Target

ESRS S1-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET
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 2028
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%	**99,7%**	↗	**99%** al 2028
Donne manager (inclusi executive manager) e middle manager - %	DEIB - Diversity, Equity, Inclusion, Belonging (2024)(1)	N. donne manager (inclusi executive) + n. donne middle manager/totale donne + uomini manager (inclusi executive) e middle manager. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: 29,4% manager e middle manager	**33,9%**	↗	**34,1%** al 2028
Donne manager (inclusi executive manager) - %		N. donne manager (inclusi executive)/ totale donne + uomini manager (inclusi executive). Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: 21,6% manager	**27,3%**	↗	**>27%** al 2028
Donne middle manager - %		N. donne middle manager/totale donne + uomini middle manager. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: 30,4% middle manager	**34,6%**	↗	**>34,4** al 2028

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) https://openinnovability.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/media/diversity-equity-inclusion-and-belonging-policy-2024.pdf.

Nel 2025 il Gruppo ha registrato progressi significativi in materia di equilibrio di genere, superando anticipatamente il target previsto per l'ultimo anno del Piano 2025-2027 relativo al KPI "Donne Manager e Middle Manager – inclusi Executive" (33,9% a fine 2025, rispetto al 33,6% previsto per il 2027). Tale risultato conferma il ruolo strategico di una leadership inclusiva come elemento fondante della visione aziendale e della creazione di valore sostenibile nel medio-lungo periodo.

Per il Piano 2026-2028, i target di genere sono stati ridefiniti con l'obiettivo di consolidare tali progressi e proseguire nel percorso verso la riduzione strutturale del gender gap nelle posizioni di responsabilità. In questo contesto, e al fine di rafforzare la coerenza con gli obiettivi di sostenibilità e l'efficacia delle azioni intraprese, i target precedentemente associati al Succession Plan confluiscono negli indicatori di genere – articolati in tre curve di monitoraggio (donne manager, donne middle manager e donne ma-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

nager + middle manager). Questa nuova configurazione consente di indirizzare gli interventi verso leve a maggiore impatto, garantendo solidità analitica, trasparenza e un effetto più diretto sulla pipeline manageriale, in coerenza con i piani di incentivo di lungo termine LTI.
La revisione è stata condotta attraverso un'analisi dedicata che ha permesso di individuare le aree di intervento con il maggiore potenziale di impatto immediato e misurabile sul percorso di crescita delle donne nelle posizioni di leadership. In particolare, sono stati potenziati:

- i processi di performance management, attraverso l'integrazione rafforzata dei princípi di equità e coerenza valutativa, con l'obiettivo di ridurre potenziali bias e assicurare condizioni uniformi di avanzamento professionale;
- la gestione della composizione delle classi manageriali, finalizzata a favorire una rappresentanza femminile più equilibrata nelle posizioni chiave mediante misure strutturate e monitorabili.

Nel loro insieme, queste azioni consolidano l'impegno del Gruppo nel contribuire in modo sostanziale e duraturo al raggiungimento della parità di genere nelle posizioni manageriali, in linea con i princípi di sostenibilità, responsabilità e inclusione che orientano la strategia aziendale.

Metodologie di calcolo

Gestione delle prestazioni

Il sistema di gestione delle prestazioni di Enel è un processo globale che valuta sia i risultati raggiunti sia le competenze agite dalle persone, costituendo un elemento centrale delle politiche retributive orientate al merito. Il processo è supportato da una piattaforma dedicata, che include il Vademecum – disponibile in tutte le lingue – contenente le linee guida operative. Sono coinvolti tutti i dipendenti eleggibili[50] del Gruppo, con esclusione dei contratti a tempo determinato, delle assenze di lunga durata (per esempio, maternità o malattia), dei contratti di somministrazione, degli stage, nonché del CEO e dei dirigenti di primo riporto (CEO-1).

Equità di genere

L'impegno di Enel nella riduzione del divario di genere si traduce in iniziative e misure che attraversano tutte le fasi del percorso professionale delle donne nel Gruppo: dall'ingresso all'empowerment allo sviluppo verso posizioni di responsabilità, fino alla cura dei momenti chiave della vita personale e professionale. Per garantire un miglioramento continuo, vengono monitorati KPI specifici volti a misurare e rafforzare l'equità di genere lungo l'intero ciclo di vita professionale.

50. 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 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le metriche per la forza lavoro propria

Caratteristiche della forza lavoro

ESRS S1-6

Nel 2025 Enel conta **61.634 persone**, appartenenti a **83 nazionalità** e parlanti **17 lingue**. L'organico registra un incremento di **1.275 persone**, dovuto principalmente al rafforzamento delle aree core in linea con il Piano Strategico di Gruppo. Per ulteriori approfondimenti sulla consistenza della forza lavoro, si rimanda al paragrafo "Le persone del Gruppo".

	UM	2025	2024	2025-2024	
Consistenza e composizione dei dipendenti					
Totale dipendenti	n.	61.634	60.359	1.275	2,1%
Numero medio dipendenti	n.	60.657	60.276	381	0,6%
Dipendenti per genere					
Uomini	n.	48.768	47.311	1.457	3,1%
	%	79,1	78,4	0,7	-
Donne	n.	12.866	13.048	(182)	-1,4%
	%	20,9	21,6	(0,7)	-

	UM	2025	2024	2025-2024	
Dipendenti per area geografica e genere					
Italia[1]	n.	31.685	31.384	301	1,0%
- di cui uomini	n.	25.237	24.901	336	1,3%
- di cui donne	n.	6.448	6.483	(35)	-0,5%
Iberia[2]	n.	9.371	9.365	6	0,1%
- di cui uomini	n.	6.844	6.834	10	0,1%
- di cui donne	n.	2.527	2.531	(4)	-0,2%
Resto del mondo	n.	20.578	19.610	968	4,9%
- di cui uomini	n.	16.687	15.576	1.111	7,1%
- di cui donne	n.	3.891	4.034	(143)	-3,5%

(1) Include le Finanziarie olandesi.
(2) Include Branches di Endesa.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Dipendenti per tipologia di contratto e genere					
Contratti a tempo indeterminato	n.	61.384	60.143	1.241	2,1%
- di cui uomini	n.	48.590	47.148	1.442	3,1%
- di cui donne	n.	12.794	12.995	(201)	-1,5%
Contratti a tempo determinato	n.	250	216	34	15,7%
- di cui uomini	n.	178	163	15	9,2%
- di cui donne	n.	72	53	19	35,8%
Contratti full time	n.	61.208	59.915	1.293	2,2%
Contratti part time	n.	426	444	(18)	-4,1%
Diffusione del part time	%	0,7	0,7	-	-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Variazioni alla consistenza					
Assunzioni	n.	4.606	4.855	(249)	-5,1%
Variazioni di perimetro	n.	56	(1.262)	1.318	-
Cessazioni	n.	3.387	4.289	(902)	-21,0%
Saldo variazioni alla consistenza	n.	1.275	(696)	1.971	-
Tasso di avvicendamento[1]	%	5,5	7,1	(1,6)	-
Tasso di avvicendamento volontario	%	2,2	2,4	(0,2)	-

(1) Tasso di avvicendamento = Totale cessazioni/Totale forza lavoro.

In linea con i pilastri della strategia aziendale, nel 2025 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 4.606, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le metriche della diversità

ESRS S1-9

	UM	2025	2024	2025-2024	
Forza lavoro per inquadramento e genere					
Manager	n.	1.215	1.256	(41)	-3,3%
	%	2,0	2,10	(0,1)	-
- di cui uomini	n.	883	914	(31)	-3,4%
- di cui donne	n.	332	342	(10)	-2,9%
Middle manager	n.	12.011	12.013	(2)	-
	%	19,5	19,9	(0,4)	-
- di cui uomini	n.	7.861	7.933	(72)	-0,9%
- di cui donne	n.	4.150	4.080	70	1,7%
White collar	n.	27.805	28.402	(597)	-2,1%
	%	45,1	47,0	(1,9)	-
- di cui uomini	n.	19.878	20.106	(228)	-1,1%
- di cui donne	n.	7.927	8.296	(369)	-4,4%
Blue collar	n.	20.603	18.688	1.915	10,2%
	%	33,4	31,0	2,4	-
- di cui uomini	n.	20.146	18.358	1.788	9,7%
- di cui donne	n.	457	330	127	38,5%

	UM	2025	2024	2025-2024	
Diversità di genere					
Donne all'interno degli executive (CEO-1 e CEO-2)	%	23,8	20,0	3,8	-
Donne nei processi di selezione	%	50,2	51,8	(1,6)	-
Numero di donne manager e middle manager	n.	4.482	4.422	60	1,4%
Percentuale di donne manager e middle manager[1]	%	33,9	33,3	0,6	-
Percentuale di donne nei piani di successione manageriale	%	49,1	48,1	1,0	-
Percentuale di donne nei piani di successione degli executive	%	50,2	50,3	(0,1)	-

(1) Percentuale di donne manager e middle manager = donne manager + middle manager/totale manager + middle manager.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Forza lavoro per fasce di età					
<30	n.	7.978	7.857	121	1,5%
	%	12,9	13,0	(0,1)	-
30-50	n.	35.652	35.081	571	1,6%
	%	57,8	58,1	(0,3)	-
>50	n.	18.004	17.421	583	3,3%
	%	29,2	28,9	0,3	-
Età media	anni	43,5	43,5	-	-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

Le metriche sulle persone con disabilità

	UM	2025	2024	2025-2024	
Dipendenti con disabilità o appartenenti a categorie protette					
Dipendenti con disabilità	n.	2.134	2.040	94	4,6%
	%	3,5	3,4	0,1	-

Nel Gruppo sono presenti **2.134 colleghi con disabilità riconosciuta e certificata** dalle rispettive legislazioni locali, pari al **3,5% della popolazione aziendale globale**; di questi, **circa il 73% opera in Italia**, confermando il Paese come principale area di riferimento per questa dimensione.

Le metriche sulla formazione e lo sviluppo delle persone

ESRS S1-13

	UM	2025	2024	2025-2024	
Valutazione delle performance					
Diffusione delle valutazioni[1]	%	88,5	87,3	1,2	-
- di cui uomini	%	87,6	86,1	1,5	-
- di cui donne	%	92,1	91,5	0,6	-

(1) Il calcolo della percentuale dei valutati considera al denominatore tutti gli headcount e non solo gli eligibili di processo.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Formazione					
Ore di formazione totali	.000 h	3.369	3.202	167	5,2%
Ore di formazione per dipendente	h/*pro capite*	55,5	53,1	2,4	4,5%
- di cui uomini	h/*pro capite*	58,5	56,6	1,9	3,4%
- di cui donne	h/*pro capite*	44,5	40,7	3,8	9,3%

Nel 2025 uno dei principali indicatori monitorati è rappresentato dalle **ore di formazione *pro capite***, che hanno raggiunto il valore di **55,5 ore**, confermando l'impegno del Gruppo nel potenziamento continuo delle competenze. Un elemento strategico del percorso formativo è stata la **ridefinizione e diffusione del nuovo Modello di Competenze**, progettato per assicurare piena coerenza tra i valori aziendali, l'identità di Enel e le esigenze di un contesto operativo in costante trasformazione.

Per rafforzare lo skill set delle persone e sostenere la loro crescita professionale, sono stati sviluppati **programmi dedicati e specialistici**, realizzati anche grazie alle partnership con **università e istituti professionali**, in un'ottica di continuo upskilling e reskilling.

In linea con la nuova **Talent Strategy**, sono stati inoltre definiti **percorsi strutturati di formazione**, calibrati sulle specificità professionali e individuali, che includono competenze sia tecniche sia manageriali. Parallelamente è stata dedicata particolare attenzione all'esperienza dei nuovi colleghi attraverso iniziative di **onboarding** in grado di offrire un inserimento efficace, inclusivo e culturalmente orientato.

Sul fronte della formazione obbligatoria, Enel conferma il proprio impegno nel garantire un'elevata fruizione e il completamento dei corsi relativi alla **compliance societaria**, alla **prevenzione** e alla **sicurezza** nei luoghi di lavoro.

Le iniziative di formazione in ambito **DEIB** hanno giocato un ruolo chiave nel promuovere una cultura organizzativa più inclusiva, riconoscendo l'inclusione come leva per l'innovazione e il successo. Tra queste, nel 2025 è stato introdotto un percorso dedicato alla **neurodivergenza**, volto a rafforzare la consapevolezza sulle diverse abilità e a valorizzarne l'impatto positivo nei contesti professionali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nel 2025 l'Unita Workforce Evolution ha ulteriormente potenziato i programmi dedicati alla formazione sull'intelligenza artificiale, contribuendo a consolidare un modello evolutivo orientato alla trasformazione del Gruppo in una **AI-Based Company**. Le iniziative formative hanno approfondito i principali ambiti di applicazione dell'AI, toccando temi quali i **princípi etici e normativi** (incluso l'AI Act), le **implicazioni strategiche** per il business, le **tecnologie abilitanti** e gli impatti sui **modelli organizzativi e operativi**. L'obiettivo è stato quello di costruire un ecosistema formativo integrato, capace di diffondere cultura, competenze e un utilizzo responsabile dell'AI a tutti i livelli dell'organizzazione.

Parallelamente sono stati sviluppati **programmi mirati di upskilling e reskilling** a supporto del piano di **insourcing** del Gruppo, fornendo ai colleghi coinvolti competenze tecniche e strumenti pratici necessari per ricoprire con successo i nuovi ruoli. Questi interventi hanno facilitato i percorsi di **mobilità interna** e rafforzato la capacità dell'organizzazione di gestire in autonomia attività sempre più strategiche, in linea con gli obiettivi evolutivi di Workforce Evolution.

Le metriche sull'equilibrio tra vita professionale e vita privata

	UM	2025	2024	2025-2024	
Congedo parentale					
Persone aventi diritto al congedo parentale	n.	2.996	2.614	382	14,6%
- di cui uomini	n.	2.112	1.807	305	16,9%
- di cui donne	n.	884	807	77	9,5%
Persone che hanno usufruito del congedo parentale	n.	2.996	2.614	382	14,6%
- di cui uomini	n.	2.112	1.807	305	16,9%
- di cui donne	n.	884	807	77	9,5%

A partire dal 2024 Enel ha sottoscritto in Italia un nuovo accordo sindacale che introduce significativi benefíci a supporto di genitori e caregiver. Tra le principali misure si segnalano:

- **il raddoppio dei giorni di congedo retribuito per i padri** riconosciuti da Enel, portati da 10 a 20, in aggiunta a quanto previsto dalla normativa vigente;
- **un trattamento economico migliorativo** per i congedi parentali, applicato a tutti i mesi previsti dalla legge;
- **nuovi permessi retribuiti**, tra cui un giorno dedicato all'inserimento dei figli a scuola, al diploma o alla laurea, oltre a un permesso per i nonni in occasione della nascita dei nipoti;
- **un contributo economico *una tantum*** per l'iscrizione al fondo pensione FOPEN destinato ai figli a carico di età inferiore ai 3 anni;
- **due giorni di permesso retribuito** per i caregiver che non usufruiscono delle agevolazioni previste dalla Legge 104/92.

Le metriche di remunerazione

	UM	2025	2024	2025-2024	
Parità di genere[1]					
Equal Remuneration Ratio (ERR) Adjusted[2]	%	94,0	93,8	0,2	-
Rapporto retribuzione donne/uomini - manager	%	82,2	82,5	(0,3)	-
Rapporto retribuzione donne/uomini - middle manager	%	94,2	93,9	0,3	-
Rapporto retribuzione donne/uomini - white collar	%	94,4	94,2	0,2	-
Rapporto retribuzione donne/uomini - blue collar	%	70,6	84,0	(13,4)	-

(1) 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.

(2) L'indicatore Equal Remuneration Ratio (ERR) Adjusted è calcolato sui dati teorici di remunerazione totale come media degli ERR delle singole categorie, ponderata per il relativo peso sulla popolazione, con esclusione del personale operaio in quanto la presenza femminile è estremamente limitata e minime variazioni nella platea delle donne comportano un'elevata volatilità del risultato.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Si conferma il trend in miglioramento per l'indicatore ERR nelle categorie professionali middle manager e white collar. Al contrario, nella popolazione manageriale si osserva una lieve flessione, riconducibile a due dinamiche principali:

- l'ingresso di nuove donne dirigenti, che – pur contribuendo all'aumento della rappresentanza femminile nelle posizioni manageriali – abbassa temporaneamente la retribuzione media della categoria, poiché le nuove nomine si collocano in genere nei livelli retributivi iniziali del ruolo;
- le cessazioni volontarie e incentivate di alcune figure femminili con ruoli di rilievo.

Un fenomeno analogo si rileva anche nella popolazione operaia, dove la componente femminile è aumentata del 38%, come riportato nella tabella "Forza lavoro per inquadramento e genere". L'ingresso di profili più junior ha comportato una riduzione significativa della retribuzione media, incidendo quindi sul relativo rapporto remunerativo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Salute e sicurezza

0,51

INDICE DI FREQUENZA INFORTUNI CON ASSENZA DAL LAVORO (LTI FR – LOST TIME INJURY FREQUENCY RATE) RELATIVO A PERSONALE ENEL E DELLE IMPRESE APPALTATRICI

0,58 nel 2024

0,32

INDICE DI FREQUENZA MEDIO DEGLI INFORTUNI PESATI PER LA LORO GRAVITÀ

0,64 nel 2024

96,5%

% FORZA LAVORO PROPRIA COPERTA DA SISTEMA DI GESTIONE CERTIFICATO

96,0% nel 2024

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
CONDIZIONI DI LAVORO **Sotto-sottotema** Salute e sicurezza	Diminuzione del numero di infortuni sul lavoro subiti dai lavoratori (inclusi lavoratori Enel e contrattisti), grazie a sistemi di gestione supportati da strumenti digitali per la prevenzione e il monitoraggio centralizzato degli eventi e dei KPI di sicurezza, oltre che da un approccio basato sull'analisi dei rischi e sul miglioramento continuo, superando la conformità normativa.	⊕	Target: Indice di frequenza medio degli infortuni pesati per la loro gravità
CONDIZIONI DI LAVORO **Sotto-sottotema** Salute e sicurezza	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.	⊖	Target: • % di copertura dei propri lavoratori con sistema certificato di gestione • Iniziative di coinvolgimento delle imprese contrattiste su temi di salute e sicurezza

⊕ Impatto positivo ⊖ Impatto negativo

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; SBM-3

Il processo di doppia materialità 2025 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 appaltatrici. In coerenza con tale valutazione, Enel ha rafforzato la propria strategia e il proprio modello aziendale verso il rispetto dei temi di salute e sicurezza in tutte le attività in cui è coinvolta, attraverso la definizione di un piano d'azione e di 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 appaltatrici 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 come lavoratori sia propri, quali soggetti con interessi legati alle dinamiche di business e ai processi del Gruppo, sia delle imprese appaltatrici 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 focalizzato 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

POLITICA SULLA SALUTE E SICUREZZA	

CONTENUTI PRINCIPALI	• Princípi guida per 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.
	• Approccio ai temi di salute e sicurezza, attraverso l'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.
	• Direttrici e priorità di azione per il continuo miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza focalizzati sulla revisione dei processi e sull'implementazione di soluzioni tecnologiche per ridurre l'esposizione al rischio dei lavoratori di Enel e delle imprese appaltatrici.
	• Ambiti di azione su cui Enel è impegnata per il raggiungimento dei target prefissati in linea con gli impatti di materialità:
	  ◦ 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;
	  ◦ 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 appaltatrici.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Obiettivo specifico sulla riduzione degli infortuni sul lavoro attraverso l'adozione di opportuni strumenti di gestione supportati da strumenti digitali per la prevenzione e il monitoraggio centralizzato degli eventi e dei KPI di sicurezza, oltre che da un approccio basato sull'analisi dei rischi e sul miglioramento continuo, superando la conformità normativa. • Obiettivo specifico sul consolidamento della cultura della sicurezza.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Lavoratori propri e delle imprese appaltatrici che collaborano con Enel.
DIFFUSIONE	• La "Politica sulla Salute e Sicurezza" è disponibile sul sito di Enel al 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 nucleari 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

Enel considera la partecipazione attiva dei lavoratori un elemento chiave per accrescere e consolidare la cultura della salute e sicurezza, promuovendo iniziative volte a rafforzarne la consapevolezza rispetto al loro ruolo proattivo nel sistema di prevenzione aziendale, e favorendo al contempo l'informazione e la consultazione sistematica, nonché la diffusione di strumenti dedicati per la raccolta di proposte e suggerimenti.

A tal fine, sono stati istituiti **comitati bilaterali con i rappresentanti delle organizzazioni sindacali**, per definire, insieme al management, iniziative di miglioramento della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro e dei metodi di lavoro. I comitati si riuniscono periodicamente, oltre che puntualmente in base alle necessità/criticità, con l'obiettivo di raccogliere preventivamente spunti funzionali all'individuazione e alla realizzazione delle iniziative di pre-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

venzione in Enel, sulla base della valutazione dei rischi e delle 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.

In aggiunta ai comitati e in ottemperanza alle normative vigenti nei Paesi, i lavoratori Enel dispongono di rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza, attraverso i quali partecipano attivamente al sistema di valutazione e prevenzione dei rischi relativi all'ambiente di lavoro in cui operano, segnalando situazioni potenzialmente pericolose alle figure responsabili per l'adozione di misure correttive.
Per quanto riguarda le modalità finalizzate a garantire la disponibilità dei canali di ascolto e dialogo per la forza lavoro, nonché il monitoraggio e il controllo delle segnalazioni emerse, si rimanda al paragrafo "Coinvolgimento della forza lavoro propria e canali di dialogo".

Enel, inoltre, è dotata di procedure e strumenti per la comunicazione di Near Miss[51] e Safety Observation[52], 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 2025, a promuovere il coinvolgimento dei propri fornitori sia attraverso iniziative dirette di ingaggio per rafforzare un rapporto di "partnership" sulla sicurezza, sia attraverso la predisposizione di una pagina dedicata ai temi della safety e dell'ambiente nel portale aperto a tutti i fornitori, dove questi ultimi possono trovare materiale informativo/formativo, le principali politiche e video illustrativi. Vengono inoltre organizzate specifiche iniziative nei Paesi del Gruppo per il coinvolgimento del personale delle imprese appaltatrici (per esempio, Contractor Safety Day o Giornate della sicurezza), allo scopo di condividere le lezioni apprese dagli infortuni, l'andamento dei principali indicatori sui temi di salute e sicurezza, gli standard e le politiche Enel, e di richiamare l'attenzione sui rischi principali connessi alle attività del Gruppo, rafforzando la cultura sulla sicurezza nei lavoratori delle imprese.

Piani 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, anche nel 2025 il Gruppo Enel ha definito una serie di linee d'azione, tramutate in iniziative e progetti, volte a rafforzare i presídi in essere per la prevenzione e la mitigazione dei due impatti risultati materiali. Si riportano nel seguito i piani d'azione definiti.

Sviluppo della cultura della sicurezza: formazione, informazione e sensibilizzazione

In base all'analisi degli eventi infortunistici e delle evidenze emerse dalle ispezioni e dai controlli, anche nel 2025 Enel ha ritenuto necessario focalizzare la propria attenzione su **formazione**, **informazione** e **sensibilizzazione**, le tre direttrici principali per promuovere il rafforzamento e la diffusione capillare della cultura della sicurezza verso i lavoratori propri e delle imprese appaltatrici.
Il Gruppo Enel adotta un processo di gestione della **formazione HSEQ** per tutti i propri dipendenti, calibrato sulle attività svolte e sui rischi specifici cui sono esposti, che consente di incorporare la sicurezza ai vari livelli dell'organizzazione, rendendola parte integrante di tutti i processi e di tutte le attività, promuovendo un modello condiviso da tutte le persone. A completamento della formazione tecnico-specialistica, Enel promuove e organizza corsi sulla **cultura della sicurezza** e sulla promozione di comportamenti sicuri.
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

51. 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 appaltatrici.
52. Safety Observation: un comportamento o una situazione non sicuri adottati dal personale Enel o delle imprese appaltatrici, ai quali gli stessi potrebbero essere esposti e che potrebbe potenzialmente causare un infortunio.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

garantiscano formazione e addestramento adeguati per i loro collaboratori.

Di seguito si riportano le principali iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione previste nel piano d'azione del Gruppo per il periodo 2026-2028. Si precisa che le iniziative riportate sono state tutte avviate nel 2025 e prevedono un roll out nel 2026, a eccezione della formazione focalizzata sulla prevenzione degli infortuni "Other", che verrà avviata nel corso del 2026.

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Principali iniziative di formazione: 1. Formazione per Ispettori. 2. Leadership in sicurezza e ambiente. 3. Studio dei bias cognitivi nella sicurezza. 4. Formazione infortuni "Other"	1. Rivolto al personale che effettua ispezioni in campo sulle modalità di rilevazione delle non conformità e delle cause radice per identificare le problematiche alla base delle non conformità. 2. Percorso formativo su sicurezza e ambiente con focus sulla leadership in HSEQ, su procedure e comportamenti. 3. Percorso formativo per promuovere la consapevolezza ed eliminare le "distorsioni cognitive" (bias) che impediscono una corretta percezione dei rischi di sicurezza. 4. Percorso formativo finalizzato alla prevenzione degli infortuni "non gravi" (per esempio, scivolamento, urto con oggetti) legati spesso a distrazione e sottovalutazione del rischio.	**Azione rivolta al personale Enel**	✓	2026-2028	• 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.
Informazione verso i lavoratori: 1. Safety Message per infortuni gravi. 2. Safety Bulletin.	1. Comunicazione e condivisione via e-mail, a tutti i colleghi delle Linee di Business, delle informazioni relative agli infortuni gravi, con focus 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 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**	✓	2026-2028	
Strumenti di sensibilizzazione	Canali aziendali quali la intranet, e-mail informative, newsletter e rubriche dedicate.	**Azione rivolta al personale Enel**	✓	2026-2028	

✓ SÌ — NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nel corso del 2025 sono state erogate complessivamente circa 1.599.000 ore di formazione alle persone di Enel su temi di salute e sicurezza, in linea con il 2024 (1.600.000 ore), molte delle quali svolte nei 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 858.000, pari al 54% rispetto alla formazione complessiva. La formazione *pro capite* totale annua si è attestata intorno alle 26,4 ore, in linea con il 2024.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Sviluppo della cultura della salute e sicurezza					
Ore di formazione su temi di salute e sicurezza obbligatorie	h	858.483	520.000	338.483	65,1%
Ore di formazione *pro capite* su temi di salute e sicurezza	h/*pro capite*	26,4	26,4	-	-

L'**informazione** e la **sensibilizzazione** del personale avvengono in modo sistematico attraverso la intranet aziendale, 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 mettere in atto per evitare il ripetersi di situazioni simili, allo scopo di aumentare la consapevolezza sull'importanza della prevenzione e della cultura della sicurezza. Nel 2025 è stato implementato il progetto globale **"GO Safety"**, finalizzato ad accrescere la cultura della sicurezza attraverso contenuti formativi, interviste, focus di apprendimento e cinque quiz dedicati ai principali rischi operativi (elettrico, cadute e scivolamenti, rischi meccanici), nonché più rilevanti secondo l'analisi degli infortuni. L'iniziativa ha coinvolto tutte le persone Enel, con particolare partecipazione del personale operativo (fino all'80% in alcuni quiz), e ha consentito di individuare eventuali gap di conoscenze, attivando successivi approfondimenti mirati per le diverse famiglie professionali.

Strumenti di gestione e monitoraggio delle tematiche di sicurezza

Il Gruppo prosegue nel suo impegno per garantire la diffusione di adeguati sistemi di gestione supportati da strumenti digitali per la prevenzione e il monitoraggio centralizzato degli eventi e dei KPI di sicurezza, incentrato su tre linee d'azione principali descritte di seguito: **processo di selezione e gestione delle imprese appaltatrici**, implementazione di **programmi di ispezioni e controlli**, adozioni di **strumenti e soluzioni tecnologiche per il miglioramento continuo dei processi**.

Di seguito si riportano le principali iniziative previste nel piano d'azione del Gruppo per il periodo 2026-2028.

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Selezione e gestione delle imprese appaltatrici: 1. Processo di qualifica H&S. 2. Contractor Safety Assessment (CSA). 3. Induction Safety. 4. HSE TERMS. 5. Evaluation Group (EG).	1. In fase di qualifica, valutazione dei processi safety dell'appaltatore declinata in funzione del rischio H&S delle attività svolte. 2. Assessment in campo dei processi safety dell'appaltatore. 3. Informativa sui rischi e sensibilizzazione rivolta agli appaltatori. 4. Revisione delle clausole contrattuali in materia di salute, sicurezza e ambiente. 5. Comitati interfunzionali finalizzati a valutare e definire eventuali azioni di consequence management verso i fornitori.	**Azioni rivolte alle imprese che collaborano con Enel o coinvolte nel processo di qualifica**	✓	2026-2028	• 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Ispezioni e verifiche in campo: 1. Ispezioni HSE. 2. Extra Checking on Site (ECoS).	1. Attività ispettive in campo finalizzate ad assicurare la sorveglianza e il controllo di tutti gli aspetti di salute e sicurezza, il rispetto dei metodi di lavoro e l'uso corretto di attrezzature. 2. Assessment finalizzato alla valutazione, nelle aree a maggior rischio, dell'adeguatezza dell'organizzazione e dei processi, pianificati su 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 o delle imprese in tutte le attività svolte dal Gruppo e nelle varie geografie in cui esso opera**	✓	2026-2028	• 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].
Innovazione tecnologica: 1. Progetto Closer. 2. Progetto "Laser Barriers". 3. Progetto "GORE". 4. Progetto "Worksite monitoring".	1. Progetto finalizzato a dotare il personale Enel, che opera in luoghi confinati, di strumenti per la comunicazione con il personale di presidio. 2. Progetto per migliorare la delimitazione delle aree di lavoro e impedire l'accesso a personale non autorizzato tramite barriere laser. 3. Progetto finalizzato all'adozione di DPI di ultima generazione con elevate performance di protezione contro l'arco elettrico e di comfort ergonomico. 4. Progetto finalizzato a prevenire gli infortuni per interferenze tra lavoratori e macchine operative in movimento.	**Azione rivolta al personale Enel interno**	✓	2026-2028	• 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.

✓ SÌ — NO

(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 è finalizzato quindi a intercettare possibili situazioni di criticità che potrebbero causare un infortunio.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le iniziative focalizzate sulla selezione e la gestione delle imprese appaltatrici e sulle ispezioni e verifiche in campo implementate nel 2025, in linea con quanto fatto già nel 2024, proseguiranno anche nel 2026, essendo parte integrante dei processi di gestione della sicurezza. Di seguito si descrivono nel dettaglio tali iniziative.

Processo di selezione e gestione delle imprese appaltatrici

Nell'ambito del processo di **qualifica** dei fornitori di Enel è prevista una valutazione specifica dei processi di gestione della sicurezza dell'appaltatore, declinata sulla base del livello di rischio delle attività svolte dallo stesso (Gruppo Merceologico - GM): nel caso di GM di rischio H&S basso è prevista solo la compilazione da parte dell'impresa di un questionario di self-assessment; nel caso dei GM di rischio H&S medio e alto è previsto anche lo svolgimento di un assessment in campo da parte di Enel (Contractor Safety Assessment), e nel caso dei GM di rischio H&S alto si richiede anche il possesso di un Sistema di Gestione certificato ISO 45001.

Il **Contractor Safety Assessment** (CSA) è una valutazione in campo dell'adeguatezza dei principali processi safety dell'appaltatore, condotta mediante l'ausilio di una checklist, in modo da rendere quanto più oggettiva possibile e sistematica la valutazione. L'assessment viene effettuato sia in fase di qualifica dell'appaltatore sia durante la gestione contrattuale, a seguito di infortuni gravi o di un peggioramento significativo delle performance. Ogni anno viene definito un piano di CSA sulla base delle richieste di nuove qualifiche o di rinnovi e sulla base dell'analisi delle performance safety dell'appaltatore, monitorate attraverso KPI dedicati. Nel 2025 stati eseguiti 939 CSA.

All'avvio delle attività oggetto del contratto, inoltre, nelle Linee di Business vengono effettuate sistematicamente azioni informative e di sensibilizzazione per le imprese appaltatrici (**Safety Induction**) relative alle procedure di safety in essere nei siti Enel e ai principali rischi connessi al luogo di lavoro dove l'appaltatore svolgerà le proprie attività.

Inoltre, con l'obiettivo di rafforzare gli standard di sicurezza delle imprese appaltatrici che lavorano in Enel e promuovere il miglioramento continuo dei loro processi safety, nel 2025 sono stati revisionati gli **HSE Terms**, le clausole contrattuali applicate in tutto il Gruppo che definiscono l'insieme degli obblighi in materia di salute, sicurezza e ambiente che gli appaltatori devono rispettare e far rispettare anche ai propri subappaltatori. Tale documento viene condiviso e sottoscritto in fase di qualificazione e poi allegato a tutti i contratti con le imprese. Gli HSE Terms, 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). Nel 2025, contestualmente alla revisione degli HSE Terms, è stata emessa una linea guida funzionale a supportarne l'applicazione ed è stato avviato un programma di formazione per HSEQ, buyer e legale, che proseguirà anche nel 2026.

Enel, inoltre, ha previsto l'organizzazione di comitati interfunzionali (HSEQ, Procurement, Linea di Business) chiamati **Evaluation Group (EG)** e finalizzati a definire eventuali azioni di consequence management da adottare nei confronti dell'appaltatore. Gli **EG reattivi** vengono organizzati a seguito di infortuni (in particolare infortuni Fatali, Life Changing e HiPo) per individuare azioni sanzionatorie o di supporto nei confronti dell'appaltatore a partire dall'analisi della dinamica e delle cause degli infortuni e delle aree critiche/di miglioramento individuate. Ogni anno, inoltre, viene definito un piano di **EG preventivi** focalizzati sugli appaltatori con performance safety in peggioramento o negative, secondo un approccio data driven, al fine di anticipare e correggere possibili criticità. Le azioni derivanti dagli EG possono riguardare l'incremento delle ispezioni, la richiesta all'appaltatore di revisione di metodi di lavoro o della formazione del personale, iniziative di supporto safety in campo, fino ad arrivare all'applicazione di penali o sanzioni relative ai contratti in corso o all'aggiudicazione di nuove gare. Nel 2025 sono stati eseguiti 98 EG, suddivisi in 22 reattivi (a seguito di infortuni gravi e non) e 76 preventivi.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Processo di ispezioni e verifiche

In Enel il processo di verifica è funzionale a monitorare il rispetto delle procedure e dei metodi di lavoro e la conformità dei comportamenti al fine di rilevare potenziali situazioni a rischio (non conformità). Le ispezioni, inoltre, consentono di creare 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[53] e HiPo[54].

Nel 2025 sono state condotte più di 414.000 ispezioni safety in campo. Sono stati eseguiti 96 Safety Extra Checking on Site (ECoS), evidenziando la necessità di porre principalmente attenzione sulle attività a rischio elettrico e in altezza, oltre a un focus sui comportamenti umani legati alla percezione dei rischi e all'organizzazione dei lavori.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Processo di ispezioni e verifiche					
Ispezioni safety effettuate sul campo	n.	414.094	431.000	(16.906)	-3,9%
Safety Extra Checking on Site (ECoS)	n.	96	82	14	17,1%
Contractor Assessment (CA)	n.	939	1.049	(110)	-10,5%

Le attività di verifica, condotte nell'ambito dei **Sistemi di Gestione** da auditor certificati interni e da organismi di certificazione terzi, ampliano il perimetro di osservazione, consentendo di intercettare eventuali disallineamenti dalle procedure e potenziali rischi e di pianificare azioni rimediali idonee anche in un'ottica di opportunità e miglioramento continuo.

In Enel vengono inoltre effettuate periodiche **verifiche degli impianti** di proprietà e sulle attrezzature di lavoro per valutarne l'effettivo stato di conservazione e l'efficienza, nonché per tutelare la sicurezza del personale. In aggiunta ai controlli di legge, eseguiti da tecnici certificati e competenti, vengono svolte verifiche periodiche 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.) in occasione sia dei sopralluoghi periodici di legge svolti nelle sedi alla presenza di Medico Competente e dei Rappresentanti dei Lavoratori sulla Sicurezza, sia di quelli eseguiti da imprese specializzate al mantenimento delle condizioni di salubrità, igiene ed ergonomia degli ambienti di lavoro.

Sicurezza e innovazione tecnologica

Enel promuove l'innovazione tecnologica come leva per migliorare i processi di salute e sicurezza, favorire una sempre più efficace mitigazione e gestione dei rischi safety e ridurre gli infortuni sul lavoro. Le principali iniziative in corso di estensione nelle diverse Linee di Business sono descritte in dettaglio nella tabella sopra riportata. In particolare, nel 2025 è stata lanciata l'iniziativa "Worksite Monitoring", finalizzata a rilevare l'adozione di comportamenti non sicuri e favorire l'immediata correzione attraverso un sistema di videocamere e algoritmi di intelligenza artificiale.

53. 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.).

54. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Target

ESRS S1-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET
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.	**Gruppo Enel**	Anno: 2024 Valore: 0,53 (Stessa baseline anno precedente)	**0,32**	↗	**0,47 al 2026**
% 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.	**Gruppo Enel**	Anno: 2023 Valore: 94%	**96,5%**	↗	**≥95% al 2028**
Iniziative di coinvolgimento delle imprese contrattiste su temi di salute e sicurezza	• Promozione e diffusione della cultura della 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.	**Gruppo Enel**	Anno: 2023 Valore: 1	**5**	↗	**Almeno 1[1] iniziativa all'anno nel periodo 2026-2028**

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) L'iniziativa è intesa da svolgersi su una o più Linee di Business.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

Per il periodo 2026-2028 il Gruppo Enel si è dotato di una serie di target finalizzati a indirizzare il proprio modello di business in linea con gli indirizzi strategici e le evidenze emerse dal processo di doppia materialità 2025, con l'obiettivo di adottare tutte le azioni necessarie a diffondere la cultura della sicurezza e a promuovere l'adozione di strumenti adeguati tra i lavoratori interni e delle imprese appaltatrici, riducendo 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, le società del Gruppo Enel adottano e implementano un proprio Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori, certificato secondo lo standard internazionale ISO 45001, quale presidio volto al contenimento dei rischi 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 con valenza nel perimetro italiano. Nel 2025 il Gruppo Enel presenta il seguente livello di copertura.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Lavoratori propri coperti dal Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza					
Percentuale di lavoratori propri coperti dal Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza dell'impresa	%	96,5	96,0	0,5	-

Anche la Capogruppo, Enel SpA, ha adottato da tempo e implementa in maniera costante e puntuale un proprio Sistema di Gestione, con attività di indirizzo e coordinamento verso le società del Gruppo, promuovendo la diffusione e la condivisione delle migliori pratiche e il confronto esterno con i top player internazionali. È compito delle varie Linee di Business e dei 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

Nel 2025, grazie alle azioni di prevenzione implementate nel corso degli anni, si è verificata una riduzione significativa del numero di infortuni totali con giorni persi (Lost Time Injury) del 9,6% (178 nel 2025 rispetto ai 197 dell'anno precedente). A questa riduzione si è accompagnato un aumento delle ore lavorate, relativamente sia al personale Enel sia al personale contrattista, in particolare nella Linea di Business Grids, a seguito in particolare di processi di insourcing in Brasile e di un aumento delle attività assegnate alle imprese appaltatrici in Italia per il completamento dei lavori previsti nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). La riduzione del numero di infortuni, unita all'aumento delle ore lavorate, ha determinato quindi una significativa diminuzione del 12,1% del LTI FR (0,51 nel 2025 rispetto a 0,58 nel 2024). Tale fenomeno si è registrato in particolare sul dato delle imprese appaltatrici che è diminuito del 17,0% (0,44 nel 2025 vs 0,53 nel 2024), mentre il dato LTI FR dei dipendenti Enel evidenzia una riduzione più contenuta del 2,9% (0,67 nel 2025 vs 0,69 nel 2024).

A fronte della diminuzione degli infortuni LTI, si è riscontrato invece un aumento del 9,5% del numero di infortuni totali registrabili con lesioni – TRI (741 nel 2025 vs 677 nel 2024), per effetto dell'aumento dei casi di primo soccorso (563 nel 2025 vs 480 nel 2024), inclusi nel calcolo di questo indicatore rispetto al LTI. Tale risultato è conseguente alle campagne di sensibilizzazione, periodicamente realizzate in tutti i Paesi, finalizzate a promuovere la segnalazione di First Aid, Near Miss e Safety Observation per favorire l'identificazione di aree/aspetti di miglioramento e l'adozione tempestiva ed efficace di azioni di risoluzione. L'Indice di Frequenza degli infortuni registrabili (TRI FR) presenta pertanto un aumento del 7,6% (2,13 nel 2025 vs

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

1,98 nel 2024), ovvero circa 2 eventi infortunistici ogni milione di ore lavorate.

In linea con la riduzione di infortuni LTI rispetto al 2024, nel 2025 si è verificata un'importante riduzione anche del numero di infortuni gravi (Fatali, Life Changing e High Potential). Nel 2025 si sono registrati 21 infortuni gravi contro i 40 del 2024; negli ultimi 5 anni, in particolare, il numero di infortuni gravi si è ridotto di più della metà. Questo risultato evidenzia come la focalizzazione su questa tipologia di infortuni, l'analisi delle cause e la definizione di piani d'azione mirati, sottoposti a monitoraggio continuo fino al completamento delle azioni, stia contribuendo a identificare e ridurre progressivamente le situazioni a rischio che producono tali eventi. È necessario comunque continuare a mantenere alta l'attenzione e a lavorare sul miglioramento dell'organizzazione e sulla pianificazione dei lavori, della gestione delle interferenze, nonché sui comportamenti.

All'interno del cluster "infortuni gravi", nel 2025 si sono registrati 4 infortuni fatali, contro i 14 del 2024 (corrispondente a una riduzione del 71,4%), mentre gli altri infortuni gravi (HiPo e Life Changing) sono scesi a 17 rispetto ai 26 del 2024; tra questi, non si sono registrati infortuni "Life Changing" nel 2025, mentre nel 2024 ce ne erano stati 2.

Relativamente agli infortuni fatali, tutti e 4 gli eventi hanno coinvolto personale delle imprese appaltatrici. In particolare, si sono verificati 2 infortuni mortali nella Linea di Business Mercati finali per caduta dall'alto (1 in Italia durante le attività di manutenzione della rete di illuminazione pubblica e 1 in Spagna durante i lavori per l'installazione di pannelli fotovoltaici sul tetto di alcuni edifici industriali di un cliente) e 2 infortuni mortali nella Linea di Business Grids per elettrocuzione (1 in Spagna durante dei lavori di sostituzione di un sezionatore e di una catena di isolatori in una linea elettrica aerea e 1 in Italia durante lavori civili in una cabina secondaria).

	UM	2025	2024	2025-2024	
Indici di sicurezza					
Decessi dovuti a lesioni e malattie connesse al lavoro					
- di cui decessi dovuti a lesioni connesse al lavoro	n.	4	14	(10)	-71,4%
- di cui personale Enel	n.	-	2	(2)	-100,0%
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	4	12	(8)	-66,7%
- di cui decessi dovuti a malattie connesse al lavoro	n.	-	-	-	-
- di cui personale Enel	n.	-	-	-	-
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	-	-	-	-
Infortuni					
Numero di infortuni sul lavoro registrabili (TRI) totali[1]	n.	741	677	64	9,5%
- di cui personale Enel	n.	260	203	57	28,1%
Numero di infortuni Life Changing Accidents (LCA) totali	n.	-	2	(2)	-100,0%
Numero di infortuni High Potential (HiPo) totali	n.	17	24	(7)	-29,2%
Numero di infortuni Lost Time Injuries (LTI) totali[2]	n.	178	197	(19)	-9,6%
Indici di frequenza infortuni					
Indice di frequenza degli infortuni sul lavoro registrabili (TRI FR)[3]	i	2,13	1,98	0,15	7,6%
- di cui personale Enel	i	2,35	1,86	0,49	26,3%
- di cui personale ditte appaltatrici	i	2,03	2,04	(0,01)	-0,5%
Indice di frequenza Lost Time Injuries LTI (LTI FR)[4]	i	0,51	0,58	(0,07)	-12,1%
- di cui personale Enel	i	0,67	0,69	(0,02)	-2,9%
- di cui personale ditte appaltatrici	i	0,44	0,53	(0,09)	-17,0%
Numero di giorni persi per infortuni - personale Enel[5]	n.	3.806	3.962	(156)	-3,9%
Indice di frequenza Near Miss	i	3,58	3,45	0,13	3,8%

(1) Total Recordable Injury (TRI): comprende tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, cioè gli infortuni che hanno comportato giorni di assenza dal lavoro LTI e i First Aid (medicazioni, ovvero gli infortuni che non hanno comportato giorni di assenza dal lavoro).

(2) Lost Time Injury (LTI): comprende gli infortuni che hanno comportato almeno un giorno 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 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.

(5) Si riferisce solo a personale Enel.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Relativamente ai 17 infortuni HiPo registrati nel 2025, 10 sono stati di natura elettrica (elettrocuzione o arco elettrico), 2 per caduta dall'alto, 5 per schiacciamento/intrappolamento o impatto con oggetti.
Continuano dunque azioni di miglioramento focalizzate su questi due rischi in quanto tra i più frequenti nell'ambito delle attività svolte in tutte le Linee di Business, pur registrando complessivamente una riduzione degli infortuni gravi associati a entrambi (-3 infortuni per rischio elettrico e -2 infortuni per rischio di caduta dall'alto rispetto al 2024). In particolare, si segnalano azioni di revisione di procedure e metodi di lavoro, il rafforzamento della formazione tecnica del personale addetto alle attività e, per le attività affidate alle imprese appaltatrici, la richiesta in fase di qualifica di requisiti safety e tecnici stringenti in merito alle procedure di lavoro e alla formazione del personale.

La salute dei dipendenti

La tutela della salute e del benessere dei lavoratori è uno dei driver della strategia adottata dal Gruppo Enel, come evidenziato nella Politica sulla Salute e Sicurezza. Relativamente ai temi di salute, prevenzione e wellbeing, in particolare, Enel ha definito una politica interna dedicata, volta a definire princípi e linee guida comuni per promuovere un approccio globale (Policy n. 179). Enel implementa ogni anno molteplici iniziative per favorire un approccio orientato alla prevenzione a 360°, incentrato sulla salute e l'integrità psicofisica dei colleghi non solo 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, dalla prevenzione di malattie cardiocircolatorie e muscolari alla promozione di un'alimentazione sana e abitudini di vita salutari, per un totale di circa 150 iniziative nel Gruppo. Un focus specifico è dedicato alla prevenzione dello stress e alla promozione del benessere sul luogo di lavoro.

Gestione delle emergenze

Enel ha adottato un processo strutturato di preparazione e gestione delle emergenze, descritto specificamente nella Policy interna n. 1293, finalizzato a identificare, valutare e gestire scenari sia interni sia esterni che potrebbero avere un impatto sulla sicurezza delle persone, sull'integrità degli asset e sulla business continuity, sul contesto territoriale in cui sono localizzati gli impianti, includendo ambiente e comunità locali. A seguito del rapido aumento degli eventi climatici, registrato negli ultimi decenni a livello mondiale, con impatti significativi sulla sicurezza delle persone e sulla continuità delle attività operative, Enel ha rivisto gli strumenti per valutare e gestire tali fenomeni e i rischi safety correlati, partendo dalla revisione e dall'aggiornamento delle procedure e dei piani di emergenza.
Il processo di preparazione e gestione delle emergenze è applicato in tutte le installazioni del Gruppo Enel, garantendo un approccio coerente e preventivo a livello globale, e viene declinato in funzione delle specificità di ciascun sito, tenendo conto della tipologia di impianto, della sua rilevanza strategica, del contesto normativo e dei rischi associati. Per ogni sito il responsabile, con il supporto della squadra HSEQ, predispone il Piano di Emergenza, che comprende tutti gli scenari emergenziali probabili nel sito e le relative misure di emergenza da adottare. Le misure previste nel Piano di Emergenza vengono implementate dalla squadra di emergenza presente nel sito, opportunamente formata e addestrata. I piani di emergenza vengono periodicamente testati mediante simulazioni che consentono di verificare il funzionamento delle attrezzature e dei presídi di emergenza e di assicurare l'aggiornamento della formazione del personale sulle procedure da mettere in atto in questi casi.
Nel 2025, inoltre, è stata sviluppata un'applicazione digitale che consente di mandare tempestivamente un alert a tutti i lavoratori in caso di emergenza, richiamando le principali misure comportamentali da adottare. L'applicativo, testato nel 2025, verrà implementato nel 2026 nelle principali sedi civili e industriali, in occasione delle simulazioni periodiche di emergenza.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Rapporti con le comunità

ESRS S2

In aggiunta alle attività di formazione, informazione e sensibilizzazione focalizzate principalmente sul personale Enel e sulle imprese appaltatrici, Enel realizza attività informative e di sensibilizzazione anche verso le comunità che vivono nei pressi degli impianti Enel, nei vari territori in cui il Gruppo opera, con l'obiettivo di creare consapevolezza dei rischi, in particolare il rischio elettrico, e di indicare i comportamenti da adottare per prevenire infortuni elettrici. Specifiche azioni informative vengono predisposte anche per associazioni o terzi che sono maggiormente esposti al rischio di incidenti elettrici (per esempio, imprese che svolgono attività di potatura o abbattimento di alberi in prossimità di linee elettriche aeree, attività edilizie o cantieri che si trovano vicino alle linee elettriche aeree o sotterranee, attività ricreative come pesca e uso di velivoli leggeri).

Il processo di gestione delle emergenze nei siti Enel, inoltre, prevede anche una collaborazione strutturata con le autorità competenti e con le comunità locali, in base al contesto normativo vigente e alla tipologia di installazioni (per esempio, negli impianti soggetti a normativa Seveso o negli impianti idroelettrici), assicurando il coordinamento con i piani di emergenza esterni e con i piani della Protezione Civile per garantire un'adeguata preparazione e gestione dell'emergenza da parte di tutti gli attori coinvolti. Questo approccio contribuisce a rafforzare la resilienza operativa, la tutela delle persone e dell'ambiente, nonché l'impegno della Società verso una gestione responsabile dei rischi, in linea con i princípi di sostenibilità, conformità normativa e creazione di valore nel lungo periodo per gli investitori.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain IRS

Lavoratori nella catena del valore

ESRS S2

€ 16,24 miliardi

ATTIVITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO BENI, LAVORI E SERVIZI CONTRATTUALIZZATE

€ 13,85 miliardi nel 2024

6.289

NUMERO FORNITORI CON CUI È STATO STIPULATO UN NUOVO CONTRATTO NELL'ANNO

7.090 nel 2024

SOTTOTEMA[1]	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
CAMBIAMENTI CLIMATICI **Sotto-sottotema** Mitigazione dei cambiamenti climatici	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibile che abilita un percorso di crescita per i fornitori e l'accesso al capitale e ai finanziamenti green per il Gruppo.	O	Target: Valore dei contratti di fornitura coperto da richiesta di certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) - %
CONDOTTA DELLE IMPRESE **Sotto-sottotema** Gestione dei rapporti con i fornitori, comprese le prassi di pagamento	Trasparenza nei rapporti contrattuali con il fornitore per garantire il rispetto delle best practice in termini di governance, etica, diritti umani, salute e sicurezza e ambiente.	+	Piano d'azione: Tema monitorato da team governance dedicato

(1) Per approfondimenti sugli 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).

O Opportunità + Impatto positivo

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; SBM-3

Il Consiglio di Amministrazione ("CdA") di Enel supervisiona le tematiche ESG, ivi incluse quelle relative alla catena di fornitura, attraverso il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità. Quest'ultimo assiste il CdA nelle valutazioni e nelle decisioni riguardanti la corporate governance della Società e del Gruppo e la sostenibilità – comprese, tra le altre, le questioni legate alla catena di fornitura e agli altri stakeholder – svolgendo funzioni istruttorie, di natura propositiva e consultiva.
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.
Enel chiede ai fornitori 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 a creare processi sostenibili e innovativi 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, consapevole della necessità di prevenire l'inquinamento e ridurre i consumi energetici e le emissioni GES.

La gestione dell'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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

le aree geografiche in cui Enel opera – e di Paese per le altre tipologie di acquisto. Tutte le unità di procurement sia globali sia di Paese sono collegate con le strutture di business, al fine di consentire una forte integrazione e collaborazione tra le unità richiedenti e le unità di acquisto di Enel.

Nel corso del 2025 il Gruppo Enel ha gestito attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi per un totale di circa **16,2 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, componenti per le reti, sistemi BESS e cavi. Altre categorie rilevanti sono legate agli acquisti di servizi di manutenzione, servizi per la gestione Commercial e ICT.

Con riferimento all'approvvigionamento di commodity energetiche, Enel promuove un approccio di fornitura responsabile, richiedendo ai fornitori l'adesione ai principali Codici di Condotta del Gruppo, già sopra richiamati, nonché ai programmi globali di compliance. La selezione dei fornitori di commodity energetiche e dei servizi di trasporto avviene attraverso il processo di "Know Your Customer" (KYC), che prevede una valutazione degli aspetti reputazionali, economico-finanziari e dei requisiti tecnico-commerciali. Per ulteriori informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche si rimanda al paragrafo "Informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche" riportato più avanti.

I lavoratori della catena del valore potenzialmente impattati dalle attività dell'impresa sono principalmente quelli 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. Per quanto riguarda invece i temi legati agli interessi e alle 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, ai partner di Enel è richiesto l'impegno a garantire i necessari standard qualitativi e ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro (tra cui orari di lavoro adeguati, lavoro forzato o minorile, rispetto per la dignità personale, non-discriminazione e inclusione delle diversità, libertà di associazione e contrattazione collettiva), 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 promossi per i fornitori. In termini di azioni specifiche, Enel si assicura che i propri processi di approvvigionamento siano basati su criteri che promuovono lo sviluppo sostenibile, per esempio attraverso la promozione del programma "Oltre", 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 continuamente monitorato 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".

Coinvolgimento e canali di dialogo dei lavoratori della catena del valore

ESRS S2-2; S2-3

Enel promuove un ampio coinvolgimento dei fornitori al fine di sostenere il loro percorso di cambiamento e crescita per rispondere alle sfide delle trasformazioni in atto. Diversi sono i canali di dialogo attivati dal Gruppo con i fornitori. Tra questi, nell'ambito del processo di due diligence sui diritti umani, viene svolta la valutazione del rischio percepito attraverso cui identificare i cosiddetti temi salienti. L'analisi 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, vengono consultati anche i lavoratori indiretti, attraverso questionari, somministrati ai principali fornitori del Gruppo, al fine di raccogliere la loro prospettiva circa i temi in materia di diritti umani da considerare salienti per il business di Enel.
L'accordo Global Framework Agreement (GFA), siglato dal

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gruppo, si estende anche ai fornitori che, in conformità con i Princípi del Global Compact, sono tenuti al pieno rispetto delle leggi locali e al rispetto degli obblighi in materia di diritto del lavoro, salute, sicurezza, ambiente e diritti umani, come richiesto nelle clausole contrattuali (per approfondimenti si rimanda al paragrafo "Forza lavoro propria" e in particolare al paragrafo "Interessi e opinioni dei portatori di interessi").

Il Gruppo ha attivato e monitora diversi canali di dialogo con i propri fornitori, al fine di segnalare impatti negativi, effettivi o potenziali, sui lavoratori nella catena del valore, tra cui:

- il 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.

Negli ultimi anni, Enel ha collaborato intensamente con i propri fornitori per approfondire temi legati alla decarbonizzazione e ai diritti umani, con l'obiettivo di condividere buone pratiche, allineare gli approcci e accelerare l'intera catena di fornitura verso gli standard di sostenibilità richiesti dalla comunità internazionale. Nel corso del 2025 Enel ha organizzato diversi incontri formativi e workshop con i fornitori. In particolare, un incontro è stato dedicato al processo di doppia materialità, per spiegare ai fornitori l'importanza del loro contributo nella valutazione degli impatti ESG di Enel, elemento essenziale nel più ampio impegno del Gruppo verso la sostenibilità. Il workshop è stato anche l'occasione per presentare ai fornitori l'aggiornamento dell'Ethics Package, cioè l'insieme dei princípi e codici di condotta alla base dell'operato del Gruppo e dei fornitori. Un altro workshop è stato incentrato sulla strategia di sostenibilità del Gruppo, con particolare attenzione alla riduzione dell'impronta carbonica. Le iniziative hanno coinvolto circa 2.400 fornitori appartenenti alle principali categorie merceologiche, con l'obiettivo di fornire indicazioni chiare sui requisiti relativi alla tutela dei diritti umani e alle questioni ambientali.

Rapporti con i fornitori

ESRS G1-2

Oltre a garantire i necessari standard qualitativi, le prestazioni dei fornitori devono tener conto dell'impegno ad 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. Vengono 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)[55]. Ciascuna impresa, tenendo conto del proprio business, accedendo 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 ai seguenti 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 l'affidabilità economico-finanziaria dei fornitori sulla base di analisi di bilancio;
- sostenibilità: è richiesta la compilazione di un questionario su tutti i temi di sostenibilità, con particolare riferimento ai temi relativi a salute e sicurezza. Viene richiesto il "Safety Self-Assessment" che indica in modo

55. 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, ambientale, reputazionale. Il rischio di ciascuna componente è valutato in funzione di: tipologia di bene/lavoro/servizio (e attività correlate); contesto Paese.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 in base alla categoria merceologica di riferimento e al relativo livello di rischio associato;
- diritti umani: attraverso dichiarazione della 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 rischio medio-alto è sempre previsto un assessment on-site presso le sedi o i cantieri del fornitore, attività svolta anche da terze parti indipendenti. Qualora tali analisi e valutazioni diano esito positivo, il fornitore potrà essere qualificato e iscritto all'Albo dei Fornitori per 5 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 la perdita di anche 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 del Monitoring Group, composto da rappresentanti delle funzioni procurement, legale e del business, che si occupa di valutare gli eventuali provvedimenti in caso di perdita dei requisiti di qualifica.

Al 31 dicembre 2025, il 100% dei fornitori qualificati è stato valutato secondo criteri sociali, ambientali e di safety. Il totale dei fornitori qualificati è pari a circa 13.900, di cui 6.200 con un contratto attivo.
Nel 2025 il perimetro dei fornitori qualificati è stato modificato rispetto al 2024, in quanto è stato attivato un processo di efficientamento della qualifica dei fornitori introducendo un percorso semplificato su alcuni gruppi merceologici a basso rischio denominati Gruppi Merceologici di Monitoraggio.
Il nuovo processo si configura come un'opportunità che il Gruppo Enel mette a disposizione delle imprese interessate a collaborare con una realtà globale, innovativa e sostenibile. Le aziende possono scegliere uno o più Gruppi Merceologici di Monitoraggio, finalizzare la richiesta ed essere così abilitate alla possibile inclusione nei processi di acquisto promossi dalle Società del Gruppo Enel.
Anche le aziende fornitrici che intraprendono questo percorso sono soggette sia all'accettazione dei requisiti minimi richiesti da Enel sulle tematiche di salute, ambiente, sicurezza e diritti umani, sia a un monitoraggio continuo.

Processi di gara e contrattazione

In linea con l'impegno a 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. I criteri che determinano impegni contrattuali vengono poi monitorati anche durante tutto il periodo di esecuzione del contratto. Il processo prevede la presenza di due "Library", in cui sono catalogati tutti i requisiti e i K di sostenibilità, raggruppati secondo gli aspetti ambientali (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, che tiene conto della maturità del mercato e delle nuove strategie aziendali. Durante il processo di gara il fornitore 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. Il mancato adempimento comporta azioni di consequence management che vanno dall'applicazione di penali alla risoluzione del contratto.

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Oltre alle disposizioni di legge, le condizioni contrattuali prevedono che i fornitori:

- riconoscano il contenuto dei "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;
- 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;
- 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.

Inoltre, le Condizioni Generali di Contratto prevedono una regolamentazione specifica delle condizioni di pagamento verso i fornitori.
In linea con i princípi della Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD), Enel si è dotata di un set di specifiche clausole contrattuali volte a prevenire potenziali rischi geopolitici e di violazione in termini di diritti umani, attraverso la mappatura della catena di fornitura per le principali forniture strategiche[56]. Tali clausole sono differenziate per le diverse categorie merceologiche secondo un approccio risk-based rispetto ai materiali critici caratteristici di ogni categoria, prevedendo diversi livelli di approfondimento lungo i tier della supply chain, obblighi per i fornitori diretti e meccanismi di monitoraggio. Inoltre, tale strumento risponde al piano d'azione definito per la gestione degli IRO materiali identificati nel Bilancio 2024 riguardo i temi Supply-chain tracking e Monitoring geo-political risk.

Iniziative di sviluppo dei fornitori

I fornitori sono partner essenziali nel percorso verso la transizione energetica e pertanto Enel ha definito diverse iniziative a loro supporto, volte a sostenere la loro maggiore resilienza. Tra queste si segnalano:

- **"Energie per Crescere"**: il programma ha l'obiettivo di potenziare la catena di fornitura in termini di capacità esecutiva e di competenze necessarie al percorso di transizione energetica, formando nuove figure professionali specializzate. Il programma ha coinvolto in particolare le imprese appaltatrici di e-distribuzione in Italia, creando profili professionali specifici richiesti nel settore per attività sia di manutenzione sia di sviluppo della rete (per esempio, tirafili, giuntisti cavi, montatori di cabine secondarie, operatori sotto tensione, escavatoristi). Il programma è stato esteso anche a manodopera straniera. Sono state formate a oggi circa 4.500 persone nelle infrastrutture di rete: tra queste, circa 2.900 nuovi tecnici sono stati assunti nell'ambito del progetto (dati cumulati 2022-2025);
- **"Energie per la Scuola"**: il programma è rivolto agli alunni dell'ultimo anno degli istituti tecnici e professionali da inserire in un percorso di formazione riguardante i profili maggiormente richiesti nel comparto elettrico, al fine di indirizzarli, una volta diplomati, verso le opportunità occupazionali offerte dalle imprese appaltatrici di Enel. L'obiettivo è creare un ponte tra formazione e ambito professionale, favorendo l'acquisizione da parte degli studenti delle competenze utili ad abbracciare le nuove professioni della transizione energetica, e facilitando l'inserimento dei ragazzi nel mondo del lavoro presso i fornitori del Gruppo subito dopo il diploma, anche attraverso una maggiore conoscenza delle realtà industriali del settore. Sono state formate e assunte a oggi circa 1.600 persone nell'ambito del progetto (dati cumulati 2022-2025).

Supplier Development Program

Al fine di rendere la catena di fornitura sempre più resiliente e rendere più concreto e tangibile il concetto di centralità del fornitore, Enel ha avviato diverse iniziative. Tra queste, il Gruppo ha sviluppato il Supplier Development Program, noto in Italia come "Enel OLTRE" (dove è attualmente aperto a oltre 5.800 fornitori), con l'obiettivo di supportare il percorso di crescita delle imprese della filiera e, allo stesso tempo, contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo. Il programma si rivolge alle aziende, con sede o filiale in Italia, qualificate e monitorate nell'Albo dei Fornitori e con un valore del fatturato fino a 250 milioni di euro. Attraverso la stipula

56. Turbine eoliche, inverter, contatori elettronici, pannelli PV, interruttori, cavi, trasformatori, colonnine di ricarica per veicoli elettrici, quadri elettrici, pali per illuminazione pubblica e sistemi di accumulo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

di convenzioni con numerosi operatori di primo livello, vengono garantite condizioni favorevoli rispetto a quelle di mercato per l'accesso ai servizi offerti dal programma. Sono inclusi: strumenti finanziari per facilitare l'accesso alla liquidità; finanza agevolata (con partner istituzionali quali SIMEST); programmi di formazione manageriale (con partner quali SDA Bocconi e Luiss Business School); servizi di consulenza su sostenibilità ed economia circolare; accesso a cataloghi di mezzi di trasporto e macchine da lavoro; servizi per l'ottenimento di certificazioni (tra cui certificazioni in materia di sostenibilità offerte da IMQ); scouting e recruiting di personale; formazione in ambito cyber security.

A oggi sono circa 1.500 i servizi attivati che fanno riferimento per più del 50% all'ambito finanziario e per il residuo alla formazione, alle certificazioni e al noleggio/acquisto di veicoli da lavoro.

Il programma mira a promuovere **l'aumento della consapevolezza in relazione ai temi di sostenibilità e digitalizzazione; la differenziazione del business e la conseguente riduzione della dipendenza dei fornitori da Enel; l'aumento della solidità finanziaria**; l'internazionalizzazione, fattore abilitante per far crescere ulteriormente il business di Enel fuori dal territorio nazionale ed europeo. Il programma è attivo anche in Iberia con le medesime ambizioni.

Supplier Performance Management (SPM)

Il monitoraggio dei fornitori alimenta 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. 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 quali 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.).

I fornitori vengono supportati dalle unità di pertinenza nell'implementazione di eventuali azioni richieste per garantire un livello di performance adeguato agli standard richiesti. Attraverso il processo di SPM sono stati monitorati nell'ultimo anno circa 7.000 fornitori.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S2-4

AZIONE	DESCRIZIONE	LINK CON IRO	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibile	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. Definizione di un KPI per misurare il valore dei contratti di fornitura coperto da richiesta di certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) su perimetro globale.	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibile che abilita un percorso di crescita per i fornitori e l'accesso al capitale e ai finanziamenti green per il Gruppo.	Forniture strategiche	✓ (1)	Entro il 2028	Monitoraggio KPI su base bimestrale.
Trasparenza nei rapporti contrattuali con il fornitore	Mantenere la trasparenza nei rapporti contrattuali con il fornitore per garantire il rispetto delle best practice in termini di governance, etica, diritti umani, salute e sicurezza e ambiente.	Trasparenza nei rapporti contrattuali con il fornitore per garantire il rispetto delle best practice in termini di governance, etica, diritti umani, salute e sicurezza e ambiente.	Tutti i contratti	–	Rolling	Team di governance dedicato alla redazione e aggiornamento degli standard contrattuali in linea con i requisiti di legge e la strategia di sostenibilità di Enel.

✓ SÌ – NO

(1) Si veda il target sulla percentuale dei contratti di fornitura coperti da richiesta di certificazioni Carbon Footprint riportato nella sezione "Cambiamenti climatici".

Decarbonizzazione della catena di fornitura

La supply chain costituisce la principale fonte delle emissioni indirette del Gruppo (Scope 3). Enel, pertanto, dedica particolare attenzione alla decarbonizzazione della propria catena di fornitura, principalmente attraverso l'introduzione di strumenti incentivanti nei processi di gara tramite criteri di valutazione che privilegiano fornitori con elevate performance ambientali in possesso di certificazioni riconosciute (ISO, EPD), contribuendo agli obiettivi SBTi, nell'ambito della Roadmap Net Zero 2030-2040. Tale impegno viene monitorato attraverso un indicatore specifico relativo al valore globale dei contratti di fornitura con richiesta di certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP). Per ulteriori dettagli si rimanda alla sezione "Cambiamenti climatici".

Informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche

Nell'approvvigionamento delle commodity energetiche il Gruppo adotta anche un approccio di fornitura responsabile, fondato sull'adesione dei fornitori ai programmi globali di compliance e ai principali Codici di Condotta. Con riferimento al trasporto marittimo, Enel applica il processo di vetting per la valutazione dei vettori, estendendone l'utilizzo anche al trasporto delle commodity solide. Per il carbone è stato implementato un processo interno di valutazione che considera aspetti di salute e sicurezza sul lavoro, tutela ambientale e rispetto dei diritti umani presso i produttori, con la possibilità di effettuare visite *in loco* per le fonti consi-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

derate strategiche. In aggiunta, Enel partecipa attivamente a Bettercoal, un'iniziativa indipendente no profit rinominata "RECOSI - The Responsible Commodities Sourcing Initiative", che ha proseguito nel corso dell'anno le proprie attività con l'obiettivo di estendere l'ambito di applicazione alle altre commodity energetiche, in particolare attraverso lo sviluppo di un nuovo programma ESG dedicato al business del gas. Tale programma mira a offrire una soluzione operativa alle aziende lungo l'intera catena di fornitura – dalla produzione alla vendita – per la gestione dei rischi ESG, definendo criteri di approvvigionamento responsabile articolati in 12 tematiche ESG, applicabili a tutte le controparti contrattuali che commercializzano gas naturale o GNL. La strategia di RECOSI si fonda su tre pilastri strategici: lo sviluppo e la diffusione di programmi ESG capaci di generare un impatto positivo nell'approvvigionamento delle commodity energetiche; l'ampliamento della partecipazione a livello globale; e il rafforzamento della leadership nel sourcing responsabile attraverso competenze condivise, impegno congiunto e azioni concrete sulle principali sfide di sostenibilità.

VChain

Metriche dei lavoratori nella catena del valore

	UM	2025	2024	2025-2024	
Lavoratori nella catena di fornitura					
Numero fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno (Tier-1 e non Tier-1 univoci)	n.	10.756	12.181	(1.425)	-11,7%
Percentuale di fornitori Tier-1 con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno sottoposti a valutazione ambientale/sociale	%	94,0	96,0	(2)	-
Numero totale fornitori non Tier-1	n.	4.950	7.117	(2.167)	-30,4%
Numero totale fornitori non Tier-1 significativi	n.	1.449	2.189	(740)	-33,8%
Numero totale fornitori Tier-1	n.	6.796	6.304	492	7,8%
Numero totale fornitori Tier-1 significativi	n.	5.697	6.023	(326)	-5,4%
Percentuale di spesa fornitori Tier-1 significativi	%	95,3	99,0	(3,7)	-
Numero fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno (Tier-1 e non Tier-1 univoci significativi)	n.	6.289	7.090	(801)	-11,3%
Numero totale di fornitori significativi valutati tramite analisi documentale o visite *in loco*	n.	6.289	7.090	(801)	-11,3%
Percentuale di fornitori significativi valutati	%	100,0	100,0	-	-
Numero di fornitori valutati con impatti negativi sostanziali effettivi/potenziali	n.	84	104	(20)	-19,2%
Percentuale di fornitori con impatti negativi sostanziali effettivi/potenziali con piano d'azione correttiva/miglioramento concordato	%	100,0	100,0	-	-
Numero di fornitori con impatti negativi sostanziali effettivi/potenziali che sono stati terminati	n.	4	5	(1)	-20,0%
Numero totale di fornitori supportati nell'implementazione del piano d'azione correttiva	n.	84	104	(20)	-19,2%
Percentuale di fornitori valutati con impatti negativi sostanziali effettivi/potenziali supportati nell'implementazione del piano d'azione correttiva	%	100,0	100,0	-	-
Numero totale di fornitori coinvolti in programmi di capacity building	n.	1.381	1.566	(185)	-11,8%
Percentuale di fornitori significativi unici coinvolti in programmi di capacity building	%	24,0	23,0	1,0	-
Attività di approvvigionamento beni, lavori e servizi contrattualizzate	miliardi €	16,24	13,85	2,39	17,3%

	UM	2025	2024	2025-2024	
Strumenti di gestione					
Numero totale fornitori qualificati	n.	13.929	18.491	(4.562)	-24,7%

Nel 2025 si evidenzia un aumento del valore del contrattualizzato di beni, lavori e servizi rispetto all'esercizio precedente in coerenza con la strategia degli investimenti del Gruppo, contribuendo al perseguimento degli obiettivi di crescita e di sviluppo definiti nel Piano Industriale. Inoltre, per il perimetro dei fornitori qualificati, nel 2025 si registra una diminuzione rispetto al 2024 (-24,7%), come conseguenza di un processo di efficientamento del sistema di qualifica dei fornitori che ha previsto l'introduzione di un percorso semplificato per alcuni gruppi merceologici a basso rischio identificati come Gruppi Merci di Monitoraggio.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain IRS

Comunità interessate

ESRS S3

1,16 milioni

N. DI BENEFICIARI CONNESSI A PROGETTI LEGATI ALL'ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE (SDG 7)

0,96 milioni nel 2024

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
DIRITTI ECONOMICI, SOCIALI E CULTURALI DELLA SOCIETÀ **Sotto-sottotema** –	Implementazione di progetti di sostenibilità per ridurre la povertà energetica nei gruppi vulnerabili e sostenere l'accesso all'energia anche attraverso processi di consultazione per recepire le esigenze locali.	⊕	Target: Progetti per la comunità – milioni di beneficiari
DIRITTI ECONOMICI, SOCIALI E CULTURALI DELLA SOCIETÀ **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; SBM-3

Il Gruppo Enel ha adottato un modello di sostenibilità integrato per le proprie attività lungo tutta la catena del valore, includendo criteri sociali come accesso all'energia affidabile, crescita economica equa, istruzione inclusiva e criteri ambientali come tutela della biodiversità, degli ecosistemi e delle risorse naturali nella loro gestione. Il Gruppo coinvolge attivamente fin dalle fasi iniziali le comunità e le istituzioni locali, al fine di individuare esigenze, specificità e potenziali impatti in base al contesto territoriale e al tipo di infrastrutture e attività previste. Tra questi vi sono:

- **impianti rinnovabili** (idroelettrico, geotermico, solare, eolico): situati in aree industriali, rurali o isolate, possono interessare talvolta popolazioni indigene o tribali. Offrono opportunità di lavoro a livello locale e formazione professionale, oltre a promuovere iniziative per ridurre il divario di genere e favorire l'istruzione di base. In Brasile, per esempio, l'iniziativa "Mais Mulheres na Rede" genera importanti impatti sociali: promuove inclusione e diversità favorendo l'ingresso delle donne nel settore elettrico e offre qualificazione professionale gratuita a persone vulnerabili rimuovendo le barriere economiche;
- **centrali termoelettriche**: sono localizzate prevalentemente in aree industriali o in prossimità di centri abitati caratterizzati da comunità locali che possono dipendere direttamente o indirettamente dall'impianto, con un forte legame tra attività produttiva e lavoro locale, potenzialmente impattate dalla transizione energetica;
- **reti di distribuzione**: attraversano prevalentemente zone urbane e rurali, comprese aree in rapida urbanizzazione in America Latina, dove un servizio elettrico affidabile è fondamentale per lo sviluppo socio-economico sostenibile;
- **BESS** (Battery Energy Storage Systems): collocati in aree strategiche vicino a impianti rinnovabili, infrastrutture critiche o nodi della rete elettrica, contribuiscono alla stabilità e alla resilienza del sistema elettrico, garantendo continuità e supporto anche in situazioni di emergenza o momenti di blackout. Favoriscono l'integrazione delle rinnovabili e aumentano l'autonomia energetica, soprattutto in contesti con elevata variabilità della produzione;
- **impianti Ibridi**: prevedono l'integrazione nello stes-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

so sito di diverse tecnologie, incluse rinnovabili e soluzioni avanzate, per assicurare una produzione di energia più stabile, efficiente e sostenibile, consentendo inoltre un uso ottimale delle infrastrutture esistenti. Contribuiscono inoltre a supportare lo sviluppo locale favorendo la transizione energetica, l'innovazione e una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nel territorio.

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 alla Convenzione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) n. 169.
Nel rispetto delle policy sopra richiamate, Enel si impegna a favorire l'accesso all'energia per un numero sempre crescente di persone, offrendo servizi innovativi e inclusivi rivolti a clienti vulnerabili, famiglie in condizioni di fragilità economica e persone con disabilità, garantendo al contempo un dialogo costante con le comunità e le associazioni di tutela. Anche la chiusura degli impianti termici viene gestita attraverso un processo strutturato di valutazione degli impatti ambientali e sociali, finalizzato a individuare e implementare azioni volte a minimizzare le possibili ripercussioni sulle comunità locali e sui livelli occupazionali. Tali interventi si basano sul principio della mitigazione degli impatti negativi, attraverso misure specifiche e mirate e, in via residuale, attraverso iniziative di compensazione orientate allo sviluppo sociale ed economico dei territori coinvolti.
Per maggiori dettagli circa i contenuti della Politica sui Diritti Umani si rimanda al paragrafo "Gestione dei diritti umani".

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 armonizzato 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 di tutte le Funzioni rilevanti a livello sia globale sia locale nei Paesi in cui il Gruppo opera, prevedendo:

1. analisi del contesto e mappatura degli stakeholder: l'attività prevede l'analisi del contesto locale e l'identificazione degli stakeholder rilevanti, incluse le verifiche della rappresentatività di tutti i gruppi interessati e del tipo di rapporto con Enel, per evitare potenziali conflitti di interesse;
2. consultazione proattiva: processo inclusivo, informato e adattato al contesto locale, in linea con gli standard internazionali, con particolare riguardo ai gruppi vulnerabili. Nei processi negoziali vengono coinvolti soggetti terzi indipendenti, in ragione della loro expertise sul territorio;
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 e/o ambientali e le relative misure di mitigazione pertinenti);
4. canali di ascolto e rimedio (Grievance Mechanism):

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

implementazione di strumenti accessibili per inviare segnalazioni e reclami di tipo sociale attraverso team locali, numeri verdi, piattaforme online o leader comunitari nelle aree rurali isolate.

Un'attenzione particolare è riservata ai contesti interessati da conflitti e ad alto rischio e ai gruppi vulnerabili, come popolazioni locali, indigene e tribali, in cui si seguono programmi dedicati alla promozione dell'accesso all'energia. Il percorso prende avvio dall'identificazione dei quartieri suburbani interessati, cui segue uno studio di fattibilità finalizzato a valutare le possibilità di regolarizzazione dell'accesso all'energia e le relative condizioni operative. Successivamente viene definita una strategia di relazioni sociali con le autorità governative locali, con l'obiettivo di favorire una collaborazione istituzionale efficace e per facilitare l'implementazione delle iniziative. A queste attività fanno seguito la progettazione e l'esecuzione degli interventi infrastrutturali necessari, accompagnate dalla standardizzazione dei sistemi di misurazione, al fine di garantire un monitoraggio accurato e una gestione efficiente del servizio.
Relativamente alla progressiva dismissione 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, al fine di 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 per i lavoratori attraverso un supporto alla riconversione delle imprese medesime 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.

Per quanto riguarda i temi legati agli interessi e alle 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".

Infrastruttura Sostenibile

Enel ha adottato un modello di Infrastruttura Sostenibile, che integra in modo sistematico i requisiti ambientali, sociali ed economici lungo l'intero ciclo di vita degli asset: dalla progettazione alla costruzione, fino alla gestione e al termine dell'esercizio. L'approccio si basa su valutazioni tecniche e analisi dei contesti ambientali e sociali, con l'obiettivo di ridurre o mitigare gli impatti e generare valore per i territori. L'adozione di soluzioni progettuali attente al paesaggio e alla biodiversità, insieme alla riduzione delle emissioni e all'uso efficiente delle risorse attraverso un approccio circolare, permette di migliorare la qualità della vita e rafforzare la fiducia tra il Gruppo e il territorio.
In questa direzione, Enel lavora per ridurre il consumo di materie prime, favorendo il riutilizzo interno degli equipment, prolungando la durata dei beni e massimizzando il recupero dei materiali a fine vita. Un esempio significativo è il programma New Life, attivo dal 2020 nell'ambito della Generazione. Il programma applica una metodologia globale per dare nuova vita ai componenti obsoleti presenti nei magazzini e negli impianti in dismissione o repowering e nei cantieri, individuando per ciascun bene la miglior destinazione: riuso interno, vendita, donazione oppure riciclo. Tra i casi concreti figurano trasferimenti intercompany tra società del Gruppo di componenti tra Paesi, come quello tra la centrale di Montalto di Castro e l'impianto cileno di Atacama.
Attraverso il coinvolgimento attivo delle comunità e degli stakeholder locali, vengono quindi identificate e implementate pratiche sostenibili, supportate da soluzioni ingegneristiche innovative orientate alla protezione dell'ambiente e al miglioramento delle performance complessive degli impianti.
Inoltre, la collaborazione con enti locali, associazioni e cittadini consente di sviluppare opere che rispondono alle esigenze reali delle comunità, generando valore condiviso e opportunità di sviluppo socioeconomico.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 aree di interesse, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, in particolare per:

- fornire energia affidabile e sostenibile (SDG 7);
- promuovere crescita economica sostenibile e inclusione sociale (SDG 8);
- assicurare un'istruzione inclusiva e di qualità (SDG 4).

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.
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.
Enel conferma il proprio impegno verso gruppi vulnerabili garantendo l'accesso a tutti, soprattutto a chi vive situazioni di fragilità. Per questo Enel investe in soluzioni inclusive e strumenti di relazione capaci di rispondere a bisogni specifici: maggiore accessibilità di canali e luoghi, supporto personalizzato, tecnologie dedicate e strumenti di tutela e accompagnamento.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Promuovere l'accesso all'energia e combattere la povertà energetica

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	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.	✓	2026-2028	Consuntivazione semestrale del numero di abitazioni/famiglie regolarmente allacciate alla rete elettrica.
Aumento dell'accessibilità energetica attraverso interventi di efficientamento	Iniziative e progetti 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). **Spagna:** installazione di sistemi di autoconsumo per la produzione di energia elettrica. **Italia:** interventi di riqualificazione energetica per aumentare l'efficienza di edifici.	✓	2026-2028	Consuntivazione semestrale del numero di abitazioni/famiglie beneficiarie degli interventi realizzati.
Agevolazioni per ridurre la povertà energetica	Iniziative volte a promuovere comportamenti sostenibili e agevolazioni economiche, come sconti o integrazioni sulle bollette e sostituzione di elettrodomestici con modelli ad alta efficienza energetica.	**Brasile:** il programma offre un bonus sulla bolletta elettrica ai cittadini che consegnano materiali riciclabili nei punti di raccolta o partecipano a iniziative di raccolta itinerante. Il bonus riduce il costo della bolletta, aumentando l'accessibilità all'energia per le famiglie a basso reddito. **Cile:** vengono sviluppate operazioni speciali in modo che i clienti vulnerabili possano saldare i propri debiti a condizioni più accessibili.	✓	2026-2028	Consuntivazione semestrale del numero di persone o famiglie supportate.
Canale di assistenza per elettro-dipendenti	Iniziative volte a supportare elettro-dipendenti attraverso un canale di assistenza e consulenza.	**Cile – Argentina:** supporto personalizzato, tramite consulenze telefoniche e/o incontri in presenza, e diffusione di informazioni rilevanti per le persone elettro-dipendenti.	✓	2026-2028	Consuntivazione semestrale del numero di elettro-dipendenti supportati.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Programma di Inclusione Sociale	Iniziative volte a sviluppare offerte inclusive e nuove soluzioni e canali dedicati ai clienti in condizioni di vulnerabilità.	**Argentina – Italia:** servizio di video-interpretariato che permette alle persone sorde o con problemi di udito di comunicare con gli operatori commerciali degli spazi Enel. **Brasile:** programmi sociali che supportano la strategia di riduzione delle perdite nelle aree a rischio, offrendo diverse modalità di pagamento per i clienti a basso reddito e altri benefici commerciali. **Spagna:** il programma prevede un'estensione di 60 giorni oltre i limiti di legge dell'interruzione della fornitura per i clienti inadempienti tutelati da enti pubblici e ONG. Offre inoltre assistenza personalizzata sul Bonus Sociale tramite appuntamenti con volontari e tecnici della Croce Rossa.	☑	2026-2028	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 – Messico – Stati Uniti:** incontri nei quartieri con le comunità vulnerabili per sensibilizzare sulla prevenzione degli incidenti, sul consumo consapevole di energia e offrire soluzioni a esigenze tecniche e commerciali.	☑	2026-2028	Consuntivazione semestrale delle persone formate.

☑ SÌ ☐ NO

Le iniziative sono finalizzate alla regolarizzazione e all'allineamento dei servizi e delle connessioni elettriche, nonché alla promozione di attività formative volte a favorire un utilizzo consapevole dell'energia. Si citano di seguito, a titolo di esempio, alcune tra le iniziative svolte nel 2025 e che avranno continuità nei prossimi anni:

- in **Cile** è stata realizzata un'iniziativa per la regolarizzazione dei pagamenti nei quartieri marginali, attraverso relazioni tempestive con la comunità, sviluppando strumenti e canali speciali affinché i clienti vulnerabili possano saldare il proprio debito con condizioni più accessibili;
- in **Argentina** è stato sviluppato il programma "Energia que suma". Il progetto mira a sensibilizzare le persone che vivono in quartieri vulnerabili durante il processo di normalizzazione del servizio elettrico. Prevede visite e consulenze personalizzate su aspetti tecnici e commerciali, oltre a un'indagine socioeconomica delle famiglie. Infatti, le famiglie ricevono informazioni sui vantaggi di un allacciamento regolare, sull'uso responsabile ed efficiente dell'energia, sulle procedure commerciali, sui canali di assistenza, sulla fatturazione, sulle tariffe sociali e sui criteri di accesso ai sussidi, inclusi quelli per persone con dipendenza dall'elettricità;
- in **Brasile** sono stati agevolati comportamenti sostenibili offrendo sconti sulla bolletta elettrica ai cittadini che consegnano materiali riciclabili presso i punti di raccolta o che partecipano ad attività di raccolta itinerante. Lo sconto contribuisce a ridurre il costo dell'energia, migliorando l'accessibilità soprattutto per le famiglie a basso reddito;
- 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

Impatto sociale della chiusura delle centrali termoelettriche

Nell'ambito della transizione energetica, il Gruppo ha promosso iniziative di tutela e valorizzazione dei territori connessi alla progressiva dismissione degli impianti termoelettrici, con programmi dedicati alla formazione, alla riconversione professionale e al dialogo con gli stakeholder locali per promuovere una transizione giusta e inclusiva. 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 socio-economico dei territori interessati.

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	TIMING	MONITORAGGIO
Programmi di formazione esterna per migliorare l'occupabilità con l'obiettivo di ridurre il divario tra domanda e offerta di lavoro	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.	✓	2026-2027	N. dei corsi/N. 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.	**Coinvolgimento:** **In Spagna** con la micro-imprenditoria locale, autorità locale, comunità locale, imprese del settore terziario. **In Italia** con enti e comunità locali in particolare con studenti degli Istituti Tecnici Superiori (ITS) presso il territorio di Civitavecchia (nel Lazio) e Macomer (in Sardegna).	✓	2026-2027	Elenco degli interventi. N. di beneficiari con consuntivazione annuale.

✓ SÌ — NO

Di seguito sono illustrate alcune iniziative, 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**: Enel ha organizzato numerosi corsi di formazione per migliorare l'occupabilità dei lavoratori dell'indotto e delle comunità locali. In Italia, in particolare presso le centrali termoelettriche di Brindisi, Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia) e Sulcis, e in Spagna sono stati erogati corsi che hanno coinvolto lavoratori dell'indotto, giovani e disoccupati dell'area;
- **iniziative per il territorio**: in Italia e in Spagna 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 il progetto presso la centrale di Torrevaldaliga Nord in collaborazione con la Fondazione Cariciv e la Onlus Mondo Nuovo per avvicinare le

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

scuole del territorio al mondo delle api e alla tutela della biodiversità attraverso visite guidate presso la centrale. Inoltre, in Spagna è stato sviluppato il progetto, in coordinamento con "Apadrina un Olivo", che mira alla produzione e alla vendita di olio attraverso il recupero di ulivi abbandonati. Questa iniziativa si concretizza in diverse azioni, come il recupero di ulivi, la nuova coltivazione di ortaggi, il rafforzamento dell'infrastruttura del frantoio e il confezionamento delle conserve.

Target e metodologie di calcolo

ESRS S3-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET
N. progetti per le comunità – milioni di beneficiari (n. di beneficiari connessi a progetti legati all'energia pulita e accessibile (SDG 7))	• Politica sui Diritti Umani • Policy 1351 – Sustainability Integrated Model for Project Governance and Competence Center[1] • Procedure Global n. 2817 Donations[2]	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	**1,16 millioni beneficiari**	↗	**3,2 milioni di beneficiari nel 2030** (valore cumulato dal 2024 al 2030)

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) Policy 1351 – Sustainability Integrated Model for Project Governance and Competence Center (interna).

(2) Procedure Global n. 2817 Donations (interna).

In linea con il commitment del Gruppo sull'accesso all'energia, il target si focalizza su 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Consumatori e utilizzatori finali

ESRS S4

122,5 (n./10mila clienti)

RECLAMI COMMERCIALI

167 nel 2024

188,4 (minuti medi)

SAIDI

179,2 nel 2024

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
IMPATTI LEGATI ALLE INFORMAZIONI PER I CONSUMATORI E/O PER GLI UTILIZZATORI FINALI **Sotto-sottotema** –	Minori perdite economiche dovute a una buona fidelizzazione e soddisfazione dei clienti.	Ⓞ	Target: Reclami commerciali ogni 10.000 clienti - n.
INCLUSIONE SOCIALE DEI CONSUMATORI E/O DEGLI UTILIZZATORI FINALI **Sotto-sottotema** Accesso a prodotti e servizi	Maggiore offerta di 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.).	⊕	Target: Iniziative, prodotti e servizi dei clienti vulnerabili attivati o potenziati nel corso dell'anno(1)
GESTIONE OPERATIVA DELLE RETI ENTITY SPECIFIC **Sotto-sottotema** Manutenzione delle reti	Potenziale diminuzione dell'affidabilità della rete (QoS - qualità del servizio) a causa di possibili ritardi nelle attività programmate e a causa di eventi meteorologici estremi.	⊖	Target: SAIDI - min.

(1) Tale indicatore ha l'obiettivo di migliorare l'inclusione, l'esperienza e l'accessibilità dei clienti vulnerabili (comprendendo anche servizi di supporto, attività formative e consulenza dedicata).

Ⓞ Opportunità ⊕ Impatto positivo ⊖ Impatto negativo

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; SBM-3

L'obiettivo di Enel sui mercati retail è di affermarsi come partner energetico di riferimento, ponendo il cliente al centro, **prendendosi cura** delle persone, delle famiglie, delle piccole-medie imprese, delle grandi aziende e delle pubbliche amministrazioni, accompagnandole nel loro customer journey. La conoscenza delle varie categorie di clienti e delle diverse necessità è quindi fondamentale nella realizzazione di prodotti sempre più personalizzati e adeguati ai vari profili, al fine di massimizzare la soddisfazione e la fidelizzazione di ogni cliente.

- **Segmento residenziale**: è sempre più consapevole della necessità di effettuare scelte informate in ambito energetico. Enel ha un ampio portafoglio di offerte accessibili e dedicate a ogni necessità dei clienti, tra cui l'offerta di prodotti e servizi innovativi finalizzati al contenimento della spesa energetica, servizi digitali, informativi e di assistenza personalizzata in funzione del profilo di consumo del cliente e delle sue esigenze. Un'attenzione significativa è dedicata ai clienti vulnerabili, che rappresentano una quota rilevante della base clienti, cui Enel propone soluzioni in bundle, integrate con servizi e assistenza dedicati (si veda di seguito il piano d'azione dedicato).
- **Micro e piccole imprese**: molto sensibili al costo dell'energia e interessate all'elettrificazione. Per tale motivo 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- **Aziende medie e grandi**: hanno la necessità di diversificare le fonti di energia al fine di restare competitive e di elettrificare i processi industriali riducendo al contempo le emissioni di CO_2. Per supportare tali obiettivi Enel affianca alla fornitura di commodity offerte anche in modalità PPA (Power Purchase Agreement) con contratti a medio e lungo termine, nonché prodotti che sostengono l'autoconsumo come fotovoltaico, batterie, flessibilità e mobilità elettrica.
- **Amministrazioni pubbliche**: sono attente a nuove soluzioni che garantiscano alti livelli di servizio per la 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. Al fine di supportarle, Enel si propone come partner integrato, accompagnandole nella transizione energetica, offrendo un ecosistema di prodotti e servizi a valore aggiunto e soluzioni personalizzate.

Il Gruppo distribuisce energia elettrica a 54,4 milioni di utenti nel mondo, attraverso un'infrastruttura di rete capillare. Per contrastare i rischi derivanti da manutenzioni inadeguate o da eventi climatici estremi – sempre più frequenti nei Paesi nei quali il Gruppo opera – Enel ha implementato procedure e strategie mirate a rafforzare la resilienza della rete su tre pilastri:

- **prevenzione dell'effetto e dell'impatto degli eventi meteorologici avversi sulle reti e gli impianti elettrici**, per mezzo di opportuni strumenti e azioni orientate all'efficientamento dei processi di esercizio della rete e investimenti in resilienza di rete;
- **incremento della capacità di ripresa del servizio elettrico**, mediante la disponibilità dai differenti Paesi del Gruppo di risorse tecniche, 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 anche attraverso investimenti specifici in digitalizzazione (smart meter e telecontrolli). In particolare, la manutenzione preventiva previene il degrado delle prestazioni della rete, riducendo i conseguenti guasti, attraverso attività programmate, oppure "on condition", ovvero determinate dallo studio e dall'osservazione dei fenomeni di rete.

In linea con questi obiettivi, Enel ha stanziato 29,3 miliardi di euro per il triennio 2026-2028, con un incremento del 13% rispetto al piano precedente, focalizzati sul miglioramento della qualità del servizio, sulla resilienza climatica e sulle nuove connessioni (per maggiori dettagli si veda la sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio" del presente documento). Parallelamente Enel proseguirà l'attività di advocacy per promuovere quadri regolatori che riconoscano il ruolo centrale delle reti nella transizione energetica (si veda di seguito il piano d'azione dedicato).
Per quanto riguarda invece i temi legati agli interessi e alle opinioni dei consumatori e degli 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, canali digitali, posta elettronica, canale chatbot basato sull'AI), al fine di considerare tutte le necessità e garantire un servizio di qualità, con particolare riguardo per le persone con vulnerabilità. La politica prevede inoltre un processo per la segnalazione di presunte violazioni dei princípi in essa contenuti, 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 classificazione 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 paragrafo "Gestione dei diritti umani".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 oltre 2,5 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.. Il sistema di misurazione di soddisfazione dei clienti è composto da misurazioni relazionali e transazionali.

Per quanto concerne gli aspetti relazionali, Enel si affida allo standard globale **Net Promoter Score (NPS)** riconosciuto a livello internazionale, che permette di misurare globalmente il grado di felicità e "advocacy" dei clienti attraverso dati semplici e immediatamente comprensibili. L'indicatore misura la propensione dei clienti a raccomandare Enel. I clienti[57] vengono intervistati due volte all'anno, al fine di monitorare nel tempo i livelli di soddisfazione, garantendo una copertura globale. In termini di risultati ottenuti nel 2025, si è registrato un miglioramento del Global NPS, passato da +3,3 (Q4 2024) a +9,5 (Q4 2025), su una scala compresa tra -100 e +100, a conferma di una sempre migliore qualità del servizio e di una continua fidelizzazione su tutte le attività che il Gruppo porta avanti con i clienti.

Per la misurazione degli aspetti transazionali, invece, il monitoraggio puntuale della **Customer Satisfaction (CSAT)** viene rilevato in corrispondenza di specifici "momenti della verità" di interazione con il cliente (come per esempio il completamento dell'attivazione del servizio, l'interazione con il contact center, la consegna della bolletta, l'aumento di potenza). Enel rileva la soddisfazione della clientela attraverso survey somministrate tramite canali digitali (sito e app)[58] o contatto diretto, con copertura coerente con il perimetro operativo del Gruppo. I risultati sono analizzati a livello locale e globale, e utilizzati per monitorare l'andamento delle performance e supportare le azioni di miglioramento continuo.

Inoltre, dal 2024 Enel contatta proattivamente i clienti che hanno espresso un punteggio basso nelle survey di soddisfazione, al fine di comprendere e risolvere eventuali criticità. Gli stessi clienti vengono ricontattati in un secondo momento 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, fornendo una comunicazione chiara e trasparente anche riguardo alla durata prevista del processo di risoluzione dei reclami. Nel caso in cui Enel collabori con partner commerciali esterni (per esempio, società che gestiscono call center), la soddisfazione dei clienti viene comunque verificata direttamente attraverso i canali predisposti da Enel.

Con riferimento 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, che ha l'obiettivo di diventare il punto di riferimento per un supporto consulenziale personalizzato a 360°, volto alla risoluzione delle esigenze end to end, tra cui l'ottimizzazione dei consumi, la gestione di politiche di prezzo e fixing, l'individuazione di prodotti e servizi dedicati, nell'ottica di favorire la transizione energetica del cliente e una sua maggiore soddisfazione.

Enel mantiene un dialogo continuativo con le associazioni di categoria, in particolare quelle dei consumatori, attraverso momenti di ascolto strutturati e attività dedicate alla raccolta e gestione delle esigenze dei clienti che esse rappresentano, oltre a iniziative formative e progettuali sui temi energetici. Nel 2025 è proseguita la collaborazione con le principali associazioni del settore agricolo in Italia, grazie a incontri nazionali e territoriali sui temi della transizione energetica, sia in relazione agli obiettivi del Sistema Paese sia rispetto alla potenziale offerta di prodotti e servizi di Enel.

Enel intrattiene inoltre un confronto costante con le associazioni dei consumatori, prevalentemente di rappresentatività nazionale. I temi di maggiore rilevanza affrontati nel corso dell'anno hanno riguardato la condivisione delle direttrici strategiche del Piano Industriale, il rafforzamento della rete commerciale fisica, le campagne commerciali e il contrasto allo spoofing e ai crescenti fenomeni di frode, sia in Italia sia nella penisola Iberica. Nel 2025 sono state

57. Ai clienti viene richiesto di esprimere il proprio giudizio tramite la domanda standard "Quanto è probabile che raccomandi Enel a un amico o collega?"; il punteggio è calcolato come differenza tra la percentuale di promotori e la percentuale di detrattori ed è espresso su una scala compresa tra 100 e +100.

58. In tali casi, ai clienti viene richiesto di rispondere alla domanda standard "Su una scala da 1 a 5, quanto è soddisfatto di questo specifico momento di interazione?"; il valore di CSAT è calcolato come media delle risposte raccolte.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

inoltre sviluppate e lanciate campagne antifrode dedicate, con l'introduzione del numero breve 140, concepito come punto di riferimento chiaro e facilmente riconoscibile dai clienti, a sostegno di trasparenza, sicurezza e prossimità. A ulteriore supporto delle associazioni di categoria e, indirettamente, dei clienti finali, Enel mette a disposizione canali dedicati, tra i quali un canale telefonico con riconoscimento dei numeri profilati, un canale web per la gestione di richieste di informazioni o l'invio di reclami con delega e una casella e-mail dedicata ad Affari Istituzionali per la gestione dei casi più complessi o urgenti.

Per quanto riguarda i clienti vulnerabili, Enel agisce sia sugli strumenti di comunicazione sia sui canali di supporto, al fine di rendere tutte le proprie offerte e i propri servizi sempre più accessibili alle persone in condizioni di vulnerabilità o alle persone non madrelingua nei diversi Paesi in cui il Gruppo opera (per esempio, servizi di video-interpretariato per persone sorde o di traduzione simultanea per persone di madrelingua straniera). Inoltre, Enel ha inserito dei percorsi podo-tattili per coloro che hanno disabilità visive nei principali negozi Enel in Italia.

Infine, 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 loro di ricevere risposte rapide per risolvere le problematiche legate alla fornitura elettrica.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S4-4

Attività per la soddisfazione e la fidelizzazione della clientela

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	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 i relativi standard internazionali, l'analisi di dati e insight qualitativi derivanti dal programma 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.).	**Globale**	✓	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, piuttosto che con il contatto puntuale e proattivo dei clienti immediatamente a valle di un voto di soddisfazione basso (progetto "close the loop").	**Globale**	✓	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 di 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 e Iberia**	✓	Rolling	Monitoraggio delle richieste effettuate su tutti i canali disponibili.

✓ SÌ − NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali

Per quanto riguarda l'inclusione sociale dei consumatori, Enel, in tutti i Paesi in cui opera sul mercato finale, 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	TARGET	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 in tutti i negozi diretti Enel in Italia, l'inserimento dei percorsi tattili per i clienti ciechi nei nuovi negozi diretti.	**Italia**	✓	2025-2027	Consuntivazione annuale del numero di minuti di utilizzo del servizio. Consuntivazione annuale del numero dei negozi aperti con i percorsi dedicati.
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).	**Spagna e Italia**	✓	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 (tra cui over 65, persone con disabilità ecc.), per esempio con l'offerta di tariffe dedicate, soluzioni di finanziamento agevolato ecc.	**Global**	✓	2025-2027	Monitoraggio semestrale del KPI "nuovi prodotti e servizi inclusivi".

✓ SÌ — NO

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gestione operativa delle reti (entity specific)

AZIONE	DESCRIZIONE	AMBITO	TARGET	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 a supporto degli investimenti, in particolare per la resilienza e la qualità, anche attraverso la revisione dei sistemi di retribuzione.	**Brasile, Cile, Colombia e Argentina**	✓	Prossimo ciclo regolatorio: Brasile e Colombia 2027, Cile 2028	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.	**Global**	✓	Rolling	Monitoraggio giornaliero 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.

✓ SÌ − NO

Nel corso del 2025 l'acuirsi di fenomeni climatici estremi in diverse aree geografiche ha messo a dura prova le infrastrutture elettriche. Le criticità maggiori sono state riscontrate in Brasile dove, a causa della straordinaria intensità di tali eventi, si sono verificate interruzioni del servizio per un elevato numero di utenti, raggiungendo a San Paolo un picco di 2,2 milioni di utenze disalimentate contemporaneamente.
Il ripristino della fornitura ha richiesto un impegno eccezionale di risorse umane e materiali, garantendo la priorità assoluta ai servizi essenziali e ai clienti critici. Per accelerare i tempi di intervento sono state adottate diverse misure, tra cui la mobilitazione di una task force di oltre 50 esperti provenienti dalle società di distribuzione del Gruppo Enel in Brasile. Inoltre, sono stati sostituiti 239 pali e sono state impiegate fino a 1.600-1.700 squadre al giorno, superando ampiamente le previsioni del piano di emergenza comunicato ad ANEEL. Per quanto riguarda la gestione dei canali di contatto, nel 2025 sono state promosse campagne di comunicazione multicanale mirate a incentivare l'utilizzo degli strumenti digitali e a sollecitare l'aggiornamento dei recapiti, fondamentale per garantire comunicazioni tempestive in situazioni di emergenza, specialmente verso i soggetti vulnerabili.
In Brasile è stato compiuto un significativo progresso tecnologico: nelle aree di San Paolo, Rio e Ceará sono stati implementati sistemi di tracking automatico via WhatsApp ed e-mail. Tali strumenti forniscono ai clienti stime

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sempre più accurate sui tempi di ripristino del servizio. Infine, sul fronte dell'advocacy per il sostegno agli investimenti nella resilienza delle reti e nella qualità del servizio, nel 2025 in Italia l'attività si è consolidata attraverso l'istituzione di appositi tavoli tecnici, la finalizzazione da parte del regolatore (ARERA) della regolazione a supporto degli interventi di sviluppo (delibera 112/2025) e la relativa presentazione da parte di e-distribuzione del piano di resilienza per il periodo 2025-2027 per l'accesso a tale meccanismo incentivante.

Target

ESRS S4-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET
Iniziative, prodotti e servizi dei clienti vulnerabili attivati o potenziati nel corso dell'anno	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: 2025 Valore[1]: 7	**3 nuovi prodotti e servizi inclusivi**[2]	↗	**12 iniziative, prodotti e servizi inclusivi nel triennio 2026-2028**
Reclami commerciali ogni 10.000 clienti	La policy n. 1183 di GCO, Claims monitoring and classification, 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 Fase della value chain: downstream	Anno: 2022 Valore: 212	**122,5 reclami commerciali ogni 10.000 clienti**	↗	**121 reclami commerciali** ogni 10.000 clienti al 2026
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[3].	Global Fase della value chain: Operations	Anno: 2020[4] Valore: 204 minuti	**188,4 minuti**	↗	**152,6 minuti** al 2028

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

(1) Incluse le iniziative realizzate nel 2025 come il servizio di video-interpretariato, Servizio di contrasto alla solitudine per clienti anziani e la formazione sulla gestione inclusiva della clientela e sui sostegni governativi per disagio economico.
(2) Il 2025 riporta il risultato del target definito nell'anno precedente che includeva esclusivamente i prodotti e servizi a catalogo.
(3) GRI-GRI-OPI-CO&M-0004 del 13 ottobre 2025.
(4) Il valore della baseline al 2020 è stato ricalcolato per tener conto delle modifiche alle regole di calcolo effettuate nel 2025, che escludono le interruzioni causate da clienti, contatti accidentali o danneggiamento di conduttori causati da terzi. Il valore del 2024 ricalcolato è pari a 179,2.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Metodologie di calcolo

Iniziative, prodotti e servizi dei clienti vulnerabili attivati o potenziati nel corso dell'anno

Per il 2025 il perimetro del target include 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, come l'offerta scontata per l'acquisto di climatizzatori dedicata ai clienti anziani in Cile o la vendita del servizio Luce 360 Asistencia in Colombia, che include una polizza assicurativa a protezione del reddito che interviene in caso di perdita dell'occupazione, sostenendo il cliente nel pagamento delle utenze domestiche. Nel 2026 il target amplia il suo perimetro rispetto al precedente, integrando non solo i nuovi prodotti e servizi commerciali, ma anche tutte le iniziative abilitanti che rendono realmente inclusiva la relazione con i clienti vulnerabili, considerando l'inclusione come risultato dell'insieme di soluzioni, azioni di supporto e interventi che migliorano la fruizione dei servizi per tutti i clienti in condizioni di vulnerabilità, permettendo di rendicontare un portafoglio di iniziative più ampio e rappresentativo, mettendo in luce l'impatto sociale complessivo.

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 3 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 (di durata superiore a 3 minuti) 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 client 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 client 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni sulla governance

ESRS G1

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
CORPORATE CULTURE **Sotto-sottotema** -	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.	O	Piano d'azione: Allineamento costante con raccomandazioni e best practice nazionali e internazionali in materia di corporate governance.

O 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.
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.
In linea con quanto avvenuto nel 2025, la Società proseguirà anche nel corso del 2026 il dialogo costante con gli investitori istituzionali e gli analisti finanziari, in merito a tematiche sia economico-finanziarie sia ESG. In tale contesto, la Società continua a condurre, tra l'altro, attività di engagement su temi di governo societario, ambientali e sociali con i principali proxy advisor e alcuni rilevanti investitori istituzionali presenti nel capitale di Enel. Nel 2025 tali attività sono state svolte nel periodo compreso tra la fine del mese di gennaio e la fine del mese di febbraio.
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.
Infine, nel corso del 2026, al fine di mantenere elevati standard in materia di corporate governance, Enel proseguirà le attività di monitoraggio dell'evoluzione della normativa e delle best practice nazionali e internazionali.
Per la descrizione del sistema di corporate governance di Enel e delle attività svolte dagli organi sociali nel corso del 2025, si rinvia al capitolo "Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Condotta d'impresa

ESRS G1

264

SEGNALAZIONI RICEVUTE RELATIVE AL CODICE ETICO

214 nel 2024

41

VIOLAZIONI DEL CODICE ETICO

56 nel 2024

75,2%

DIPENDENTI FORMATI SULLE POLITICHE E PROCEDURE ANTICORRUZIONE

93,5% nel 2024

Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder

ESRS G1-1; S1-3; S2-3; S3-3; S4-3; S1-17

Gli stakeholder interni ed esterni[59] 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[60], pubblicato sul sito web di Gruppo e sulla intranet aziendale. La piattaforma, fornita da una società esterna indipendente e 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 2025 sono inoltre proseguite le iniziative di formazione e sensibilizzazione realizzate dalle società del Gruppo Enel per la promozione di comportamenti in linea con i 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.

Le segnalazioni sono gestite seguendo uno specifico processo codificato nella Politica "Gestione delle segnalazioni (Whistleblowing)"[61]. I documenti dei Compliance Program di Gruppo sintetizzano le modalità di invio e il processo di gestione delle segnalazioni.

INVIO DELLA SEGNALAZIONE	ANALISI DELLA SEGNALAZIONE	AZIONI CONSEGUENTI ALLE VIOLAZIONI	SISTEMA DI GESTIONE E MONITORAGGIO
Per ogni stakeholder è garantita la massima riservatezza e anonimato. Gli stakeholder possono inviare segnalazioni attraverso canali di contatto fisici od online	La Funzione Audit riceve e analizza le segnalazioni e assicura che vengano condotte le necessarie indagini	Nel caso si accerti una violazione, le strutture aziendali competenti definiscono i provvedimenti conseguenti e possono essere valutati specifici piani d'azione	Il Gruppo si è dotato di un sistema informativo per la gestione e il monitoraggio delle segnalazioni e delle violazioni accertate

59. 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.

60. Al Canale Etico possono essere indirizzate anche segnalazioni rilevanti ai fini degli impegni del Gruppo in materia di diritti umani.

61. La politica "Gestione delle segnalazioni (Whistleblowing)" è disponibile sulla intranet aziendale nelle principali lingue del Gruppo (inglese, italiano, spagnolo e portoghese).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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[62];
- 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 la gestione dello stesso. A tal proposito si evidenzia che è stato erogato 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 2025 sono pervenute 264 segnalazioni, registrando un aumento del 23,4% rispetto a quelle ricevute nel 2024 (214). 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 del Gruppo;
- "frode/appropriazione indebita" a danno del Gruppo;
- "pratiche di lavoro", riconducibili a condotte inappropriate da parte di singoli dipendenti lesive del rispetto per le diversità e la 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[63] si riferiscono a condotte puntuali e/o interessi privati dei singoli responsabili a pregiudizio di Enel. 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	2025	2024	2025-2024	
Segnalazioni ricevute attraverso il canale whistleblowing					
Segnalazioni totali ricevute[1][2]	n.	264	214	50	23,4%
Segnalazioni relative a episodi di: Conflitto di interessi/corruzione[1]	n.	55	50	5	10,0%
Segnalazioni relative a episodi di: Appropriazione indebita[1]	n.	33	25	8	32,0%
Segnalazioni relative a episodi di: Pratiche di lavoro[1]	n.	153	112	41	36,6%
Segnalazioni relative a episodi di: Comunità[1]	n.	2	1	1	100,0%
Segnalazioni relative a episodi di: Altre motivazioni[1]	n.	21	26	(5)	-19,2%

(1) Nel corso del 2025 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2024. Per tale ragione il numero delle segnalazioni è stato riclassificato da 215 a 214 e quello delle segnalazioni per pratiche di lavoro da 113 a 112. Inoltre, a valle delle analisi, il numero delle segnalazioni per conflitto di interessi/corruzione è stato riclassificato da 51 a 50, quello per appropriazione indebita da 24 a 25, quello relativo a comunità da 2 a 1 e quello di altre motivazioni da 25 a 26.
(2) Delle 264 segnalazioni ricevute nel 2025, 50 risultano in corso di analisi.

62. 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.
63. Le violazioni accertate non hanno riguardato gravi incidenti sui diritti umani, quali per esempio, lavoro forzato, tratta di esseri umani o lavoro minorile.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	UM	2025	2024	2025-2024	
Violazioni accertate da segnalazioni ricevute attraverso il canale whistleblowing					
Totale violazioni[1]	n.	41	56	(15)	-26,8%
Violazioni per episodio					
- Conflitto di interessi/corruzione[1][2]	n.	11	15	(4)	-26,7%
- Appropriazione indebita[1][3]	n.	14	15	(1)	-6,7%
- Pratiche di lavoro[1][4]	n.	12	19	(7)	-36,8%
- Altre motivazioni[1]	n.	4	7	(3)	-42,9%
Violazioni per stakeholder[1]					
- Azionista[1]	n.	27	30	(3)	-10,0%
- Dipendente[1]	n.	9	13	(4)	-30,8%
- Fornitore[1]	n.	3	10	(7)	-70,0%
- Cliente	n.	2	3	(1)	-33,3%
- Collettività	n.	-	-	-	-

(1) Nel corso del 2025 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2024. Per tale ragione il numero delle violazioni è passato da 45 a 56. Le 11 violazioni aggiuntive riguardano 2 casi per conflitto di interessi, 2 casi per appropriazione indebita, 5 casi per pratiche di lavoro (di cui 2 riconducibili ad harassment) e 2 casi per altre motivazioni. In termini di stakeholder leso, le nuove violazioni hanno impattato in 6 casi la categoria azionista, in 3 casi i dipendenti e in 2 casi i fornitori.

(2) Delle 11 violazioni accertate in materia di conflitto di interessi/corruzione sulla base di segnalazioni ricevute nel 2025, non materiali e a pregiudizio di Enel, 2 sono legate a episodi di corruzione e 9 a episodi di conflitto di interessi.

(3) Nel 2025 non sono state accertate violazioni in materia di riciclaggio di denaro o insider trading sulla base delle segnalazioni pervenute al canale whistleblowing.

(4) Delle 12 violazioni accertate in materia di pratiche di lavoro sulla base di segnalazioni ricevute nel 2025, 5 sono relative a casi di discriminazione sui luoghi di lavoro, in particolare di harassment. Tali violazioni non hanno implicato condanne o sanzioni pecuniarie a carico delle società quotate del Gruppo.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Azioni intraprese in risposta a episodi di violazione per conflitto di interessi/corruzione accertate da segnalazioni ricevute attraverso il canale whistleblowing					
Azioni intraprese nei confronti dei dipendenti in risposta a episodi di violazione per conflitto di interessi/corruzione[1]	n.	10	10	-	-
Azioni intraprese nei confronti degli appaltatori in risposta a episodi di violazione per conflitto di interessi/corruzione	n.	3	2	1	50,0%

(1) Nel corso del 2025 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2024. Ciò ha comportato l'individuazione di una ulteriore azione nei confronti della categoria dipendenti in risposta a violazioni di conflitto di interessi/corruzione.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Violazioni totali per discriminazione registrate					
Violazioni per discriminazione[1]	n.	6	9	(3)	-33,3%

(1) Delle 6 violazioni per discriminazione registrate nel 2025, 5 casi di harassment sono stati accertati sulla base di segnalazioni pervenute al canale whistleblowing, mentre 1 caso è stato accertato giudizialmente con indennizzo di modico valore. Per il 2024 il dato riportato riguarda i casi accertati sulla base di segnalazioni pervenute al canale whistleblowing.

Si rimanda al paragrafo "Lotta alla corruzione attiva e passiva" per i dati complessivi sui casi di conflitto di interessi/corruzione accertati.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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** -	Contributo alla sensibilizzazione e alla diffusione dei princípi di integrità ed etica nella condotta aziendale.	⊕	Piano d'azione: Formazione sulle tematiche etiche (per esempio, Modello 231, Politica sui Diritti Umani, Sistema di Gestione Anticorruzione, Enel Global Compliance Program)

⊕ Impatto positivo

In osservanza al 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 si fonda su princípi di trasparenza e criteri di condotta secondo quanto dettagliato nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" ("Piano TZC") e confermato nella Politica Anticorruzione[64] adottata ai sensi dello standard internazionale ISO 37001 (in materia di sistemi di gestione anticorruzione). Unitamente al **Piano TZC, i pilastri**[65] in cui si articola il Sistema 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 2025 il piano della Funzione Audit 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. Le analisi di audit ai fini del Sistema di Controllo Anticorruzione di Enel assicurano la copertura triennale dei principali processi aziendali a rischio.

Nel 2017 Enel SpA ha ottenuto la certificazione di conformità del proprio Sistema di Gestione Anticorruzione allo standard internazionale ISO 37001 ("Anti-Bribery Management System"). A valle dell'ottenimento della certificazione da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso, in funzione dell'operatività delle società, alle controllate del Gruppo italiane ed estere rilevanti, fino a raggiungere il 93,2% di copertura nel 2025. Enel garantisce il mantenimento di tutte le certificazioni 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 al rischio corruzione e pertanto tutte destinatarie dei programmi di formazione specifica.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Percentuale di Funzioni a rischio corruzione coinvolte in programmi di formazione					
Percentuale di Funzioni a rischio corruzione coinvolte in programmi di formazione contro la corruzione attiva e passiva	%	100,0	100,0	-	-

64. Ultimo aggiornamento 31 marzo 2025.

65. Ad aprile 2025 il Gruppo Enel ha aggiornato, con l'approvazione del Consiglio di Amministrazione, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", l'Enel Global Compliance Program e la Politica sui Diritti Umani.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nel corso dell'anno sono stati accertati 18 casi di "Conflitto di interessi/Corruzione" con il coinvolgimento di personale interno e/o delle imprese appaltatrici e la conseguente adozione di 17 azioni, di cui 13 verso personale Enel (per esempio, licenziamento, sospensioni, richiami) e 4 nei confronti delle aziende appaltatrici (tra cui interruzione del rapporto contrattuale, multe o altri tipi di sanzioni verso i fornitori).

	UM	2025	2024	2025-2024	
Violazioni totali registrate					
Violazioni per corruzione[1]	n.	7	5	2	40,0%
Violazioni per conflitto di interessi[2]	n.	11	15	(4)	-26,7%
Violazioni per riciclaggio di denaro[3]	n.	-	-	-	-

(1) Delle 7 violazioni per corruzione rilevate nel 2025, 2 sono state accertate sulla base di segnalazioni pervenute al canale whistleblowing e 5 sono state individuate nell'ambito dei controlli sulle operazioni aziendali e/o sulla base di attività di law enforcement.
(2) Delle 11 violazioni per conflitto di interessi rilevate nel 2025, 9 sono state accertate sulla base di segnalazioni pervenute al canale whistleblowing e 2 sono state individuate nell'ambito dei controlli sulle operazioni aziendali.
(3) Per il 2024 il dato riportato si riferisce al canale whistleblowing.

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.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Multe comminate					
Multe per conflitto di interessi	n.	-	-	-	-
Multe per corruzione	n.	-	-	-	-

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. 231/2001, di pertinenza 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 sui processi sensibili 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 la responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali.

I corsi sono obbligatori e vengono periodicamente aggiornati.

	UM	2025	2024	2025-2024	
Formazione anticorruzione					
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione[1]	n.	45.596	56.349	(10.753)	-19,1%
	%	75,2	93,5	(18,3)	-

(1) La validità pluriennale dei corsi determina che una parte significativa della popolazione aziendale abbia già assolto agli obblighi formativi negli esercizi precedenti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Piano di miglioramento anticorruzione

Al fine di tracciare l'efficacia dei programmi formativi in materia di anticorruzione, Enel monitora 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 reporting semestrale 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[66], oltre che per tematiche sociali (diversità e pari opportunità, diritti umani) e di governance. Il coordinamento delle attività di advocacy avviene a livello di holding attraverso la Funzione di Legal Corporate Regulatory and Antitrust e le Funzioni CEO Office, Strategy and Sustainability ed External Relations, garantendo coerenza strategica con il supporto dei Paesi e delle Linee di Business Globali, assicurando costantemente l'allineamento delle proprie azioni di advocacy[67] 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[68], 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 capitolo "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, sociale e di governance.

Advocacy diretta – Posizionamento sulle politiche ambientali

Nel corso del 2025 il Gruppo ha proseguito la propria partecipazione a iniziative globali ed europee e al dialogo multilaterale per promuovere la transizione energetica e l'innovazione nel settore. A livello europeo Enel ha supportato il lavoro delle istituzioni dell'UE che ha portato alla pubblicazione di nuove normative in ambito ambientale, prendendo parte a discussioni riguardanti lo sviluppo della Strategia Europea per la Resilienza Idrica (EU Water Resilience Strategy), il futuro Atto sull'Economia Circolare (Circular Economy Act), la Direttiva sulle Dichiarazioni Ambientali (Green Claims Directive), il Piano Europeo di Adattamento Climatico (European Climate Adaptation Plan) e il Pacchetto Ambientale Omnibus (Environmental Omnibus).

Enel ha accolto con favore la pubblicazione della Strategia Europea per la Resilienza Idrica nel giugno 2025, poiché il nesso acqua-energia-clima sta diventando sempre più evidente e critico. Enel ha partecipato alla call for evidence e alle consultazioni tramite questionario lanciate dalla Commissione all'inizio del 2025. La posizione di Enel evidenzia le opportunità che un uso resiliente dell'acqua nell'UE offre per valorizzare gli impianti idroelettrici come strumenti di adattamento ai cambiamenti climatici, mitigazione dei rischi e degli impatti lungo il ciclo idrico, e di fornitura energetica flessibile e affidabile, massimizzando al contempo la produzione di elettricità carbon-free. Enel ha svolto un ruolo attivo di advocacy sul tema, per esempio partecipando allo EU Water Forum organizzato dalla Commissione Europea nel dicembre 2025 e attraverso la sua presenza come membro della EU Hydropower Alliance. Inoltre, Enel ha seguito con interesse l'adozione della prima direttiva nel suo genere sul Monitoraggio e la Resilienza dei Suoli nell'UE (Soil Monitoring and Resilience Directive), considerandola un punto di partenza fondamentale per migliorare lo stato del suolo in tutta Europa.

Advocacy indiretta – Collaborazioni con associazioni e organizzazioni

Nel corso del 2025 Enel ha consolidato il proprio ruolo di leader nella transizione energetica attraverso una presen-

66. Global Biodiversity Framework Kunming-Montreal del 2022 nella COP16 sulla natura tenuta a Cali (Colombia).
67. Enel non finanzia partiti né in Italia né all'estero, loro rappresentanti o candidati, né effettua sponsorizzazioni di congressi o feste che abbiao un fine esclusivo di propaganda politica.
68. https://ec.europa.eu/transparencyregister/public/consultation/displaylobbyist.do?id=6256831207-27&locale=en#en, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

za attiva nei principali network internazionali dedicati alla sostenibilità, tra cui:

- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)**: partecipazione a gruppi di lavoro incentrati su tematiche ESG di rilievo facenti parte dell'Industrial Transformation Pathway come Rinnovabili, Heat Optimization, Nature & Biodiversity e Carbon Capture & Storage. Inoltre, ha fatto parte della Business Commission to Tackle Inequality (BCTI) dove ha lavorato su tematiche come Just Transition, Diversity & Inclusion, Social Performance & Accountability. Infine, Enel è stata inserita nella top 15 delle aziende del WBCSD per il suo reporting di Sostenibilità 2024;
- **CSR Europe**: primo network di sostenibilità a livello europeo per advocacy e dialogo continuo con le istituzioni europee attraverso cui Enel ha contribuito a revisionare il pacchetto Omnibus I, grazie alla presenza nel Chief Sustainability Officer Network e nel Board, contribuendo alla definizione del position paper "Better regulation for implementation" e partecipando come speaker all'Industry Summit 2025 tenutosi a Bruxelles il 23-24 ottobre 2025;
- **United Nations Global Compact (UNGC)**: iniziativa delle Nazioni Unite che incoraggia le imprese ad adottare politiche sostenibili e a rendere conto delle proprie performance in base ai dieci princípi relativi a diritti umani, lavoro, ambiente e lotta alla corruzione. Enel partecipa al Global Compact dal 2004 e integra i Sustainable Development Goals (SDG) delle Nazioni Unite nella propria strategia di business. Nel 2025 il Gruppo per la prima volta ha rendicontato i suoi impegni relativi a finanza e clima nel contesto della Forward Faster Campaign;
- **Global Reporting Initiative (GRI)**: organizzazione che sviluppa standard di rendicontazione per la sostenibilità, riconosciuti a livello globale; nel 2025 Enel ha collaborato con GRI come "early adopter" dello standard di biodiversità;
- **Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)**: dopo essere diventata membro del Forum nel 2021, Enel continua la sua collaborazione con il TNFD contribuendo nel 2025 alla pubblicazione del "GRI and TNFD advance nature reporting through practical guidance" e risultando tra gli "early adopter" della TNFD, per l'esercizio finanziario 2025;
- **Business for Social Responsibility (BSR)**: network internazionale che supporta le aziende nell'integrazione della sostenibilità nelle strategie di business, con focus su diritti umani, inclusione e transizione giusta. Enel collabora su iniziative per una transizione energetica equa e inclusiva con attenzione alle comunità locali e alla catena di fornitura.

La presenza in questi network ha permesso al Gruppo di condividere best practice e sviluppare position paper nonché soluzioni innovative. Inoltre, il Gruppo ha partecipato a diversi appuntamenti istituzionali di rilievo a livello internazionale dedicati ad affrontare le sfide globali legate al cambiamento climatico, alla digitalizzazione e alla sostenibilità sociale come:

- **London Climate Action Week 2025**: partecipazione a un panel sui piani di transizione climatica, confermando il piano di decarbonizzazione di Enel al 2040 e le iniziative per accelerare l'elettrificazione dei consumi;
- **New York High-Level Week 2025**: rafforzamento del dialogo con stakeholder globali e partecipazione a eventi come il Private Sector Forum e il "Dilemmas Forum", un evento flagship del Legal Council UNGC in occasione del quale è stato presentato il "Legal Insights for Business Leaders", report che esamina la rapida evoluzione delle normative globali sulla sostenibilità e include un case study di Enel;
- **COP30** a Belem (Brasile): partecipazione ai dibattiti sulle politiche climatiche globali e ruolo di Premium Partner del Padiglione Italiano del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con la presentazione di due progetti virtuosi di Enel, uno dei quali è stato selezionato dal WBCSD tra le best practice nella Business Action Bank, uno dei più grandi archivi open-access al mondo di soluzioni concrete per il clima create da e per le aziende.

La partecipazione a tali iniziative ha rafforzato il posizionamento di Enel come player globale impegnato nella costruzione di un futuro sostenibile, promuovendo un approccio integrato che coniuga decarbonizzazione, innovazione tecnologica e inclusione sociale.
Infine, Enel è coinvolta in diverse associazioni attive sul tema dell'**economia circolare** (per esempio, ESIA - European Solar Industry Alliance, IRENA AFID - Alliance fo Industry Decarbonization, Wind Europe, Solar Power Europe, Global Alliance for Sustainable Energy, OPG - On Power Grids) per migliorare la tracciabilità delle materie prime lungo la catena del valore.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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; S1-1; S2-1; S3-1; S4-1

Il rispetto dei diritti umani è l'elemento fondante per perseguire un progresso sostenibile. Il modello di business di Enel si fonda sulla creazione di valore sostenibile insieme ai propri stakeholder – interni ed esterni – attraverso l'innovazione continua, la ricerca dell'eccellenza e l'integrazione dei diritti umani lungo tutta la catena del valore. Questo impegno si traduce nel rifiuto assoluto di pratiche quali la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di esseri umani, e nella promozione della diversità, dell'inclusione, delle pari opportunità e del rispetto della dignità di ogni persona, sia all'interno del Gruppo sia nei contesti in cui opera. L'approccio di Enel si ispira ai principali standard internazionali in materia: la Carta Internazionale dei Diritti Umani, le convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro e la Dichiarazione tripartita sui princípi delle imprese multinazionali, che definiscono i diritti umani applicati alla pratica d'impresa. A questi si affiancano:

- i 10 princípi del Global Compact delle Nazioni Unite, cui Enel ha aderito dal 2004 come membro attivo;
- la 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;
- il framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare e Rimediare", enunciato nei Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani;
- le 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, più di recente, nel 2025 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 a rispettare 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, prestando particolare attenzione ai contesti ad alto rischio o interessati da conflitti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

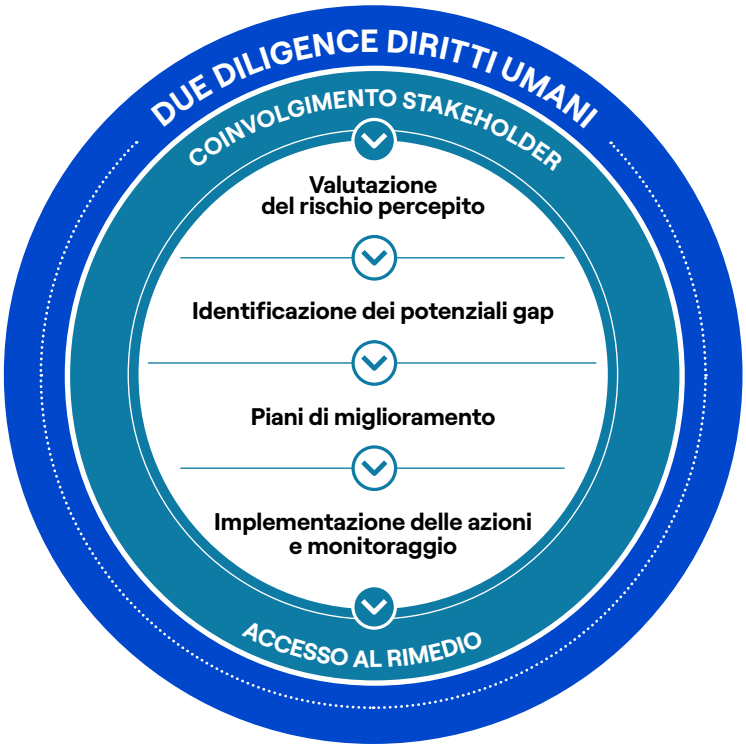
POLITICA SUI DIRITTI UMANI	
CONTENUTI PRINCIPALI	La Politica sui Diritti Umani sancisce un impegno del Gruppo a: • considerare proattivamente i bisogni e le priorità delle persone e della società perché ciò permette di innovare processi e prodotti, aspetto chiave per un modello di business sempre più 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 "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 link: https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/diritti-umani/it-enel-politica-diritti-umani-2025.pdf.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 sono stati definiti e implementati i relativi piani di miglioramento, ove necessari, concludendo così il ciclo 2023-2025. Al fine di rendere ancora più robusto il processo di analisi, tale ciclo si è avvalso di un sistema informatico sviluppato internamente, che gestisce la raccolta e l'aggregazione delle informazioni. Il ciclo 2023-2025 ha avuto 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.

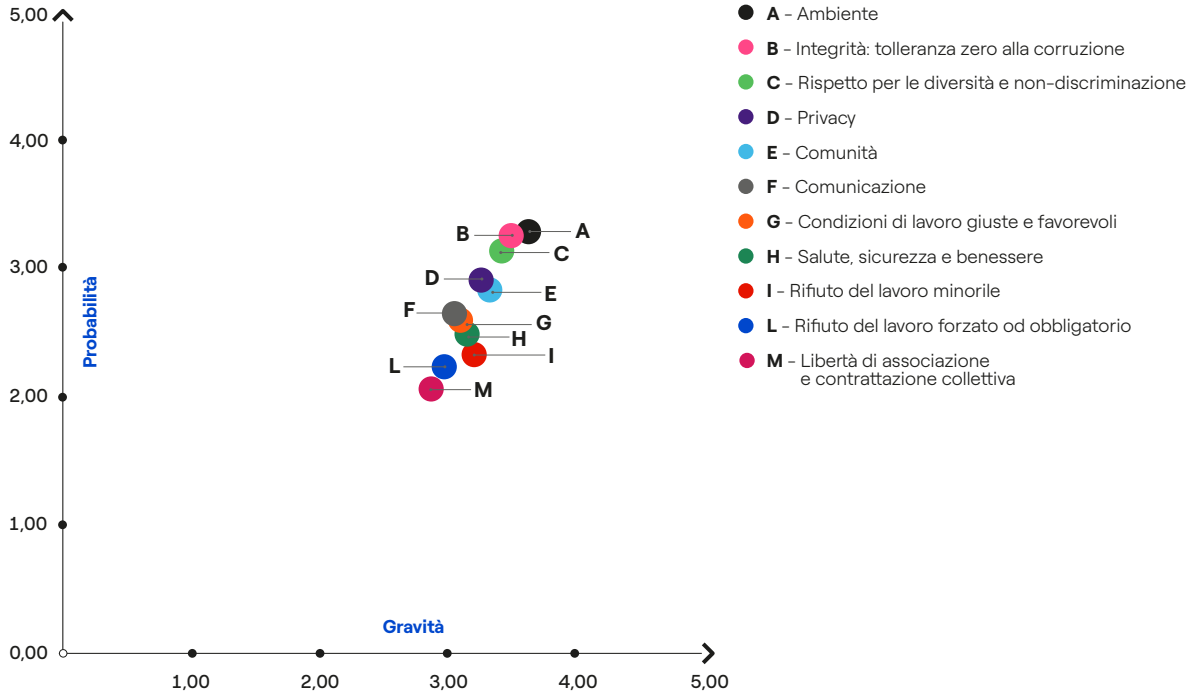
Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Valutazione del rischio percepito (identificazione dei temi salienti)

L'identificazione dei temi salienti in materia di diritti umani e i relativi potenziali impatti consentono 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[69]. Di seguito i risultati emersi nel 2023:

- 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 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").



69. 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).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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 è 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 di azione e che nel ciclo attuale ha evidenziato un'assenza di priorità di azione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 modo da garantire uniformità di processi e procedure all'interno del Gruppo. Le principali azioni hanno riguardato:

- la **diffusione della cultura dei diritti umani** per aumentare la consapevolezza in merito al contenuto dell'impegno preso da Enel in tal senso attraverso **sessioni dedicate** e l'**aggiornamento dei corsi** di formazione;
- l'adozione dell'**ESIA (Environmental and social impact assessment)**, policy a livello di Gruppo per rafforzare i presídi effettuando una **valutazione integrata** degli **impatti ambientali** e sociali delle attività di business;
- la definizione e l'implementazione di una strategia volta a **mappare la catena di fornitura** per le **principali categorie merceologiche** e la stesura di **clausole contrattuali** specifiche differenziate per livello di rischio associato;
- l'elaborazione di una **reportistica ESG**, attraverso cui **monitorare** la corretta applicazione dei requisiti di sostenibilità, **inclusi** quelli in materia di **diritti umani**, all'interno del perimetro delle **stewardship**.

Il piano di miglioramento complessivo relativo al triennio 2023-2025 copre circa il 100% delle operazioni e dei siti. La piena efficacia delle azioni messe in atto sarà valutata attraverso l'analisi dei gap pianificata per il 2026 nell'ambito del nuovo ciclo di due diligence (2026-2028), che si baserà sul contenuto della Politica sui Diritti Umani aggiornata nel corso del 2025.

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 al Gruppo, di segnalare l'esistenza di una tematica e ottenere una risposta:

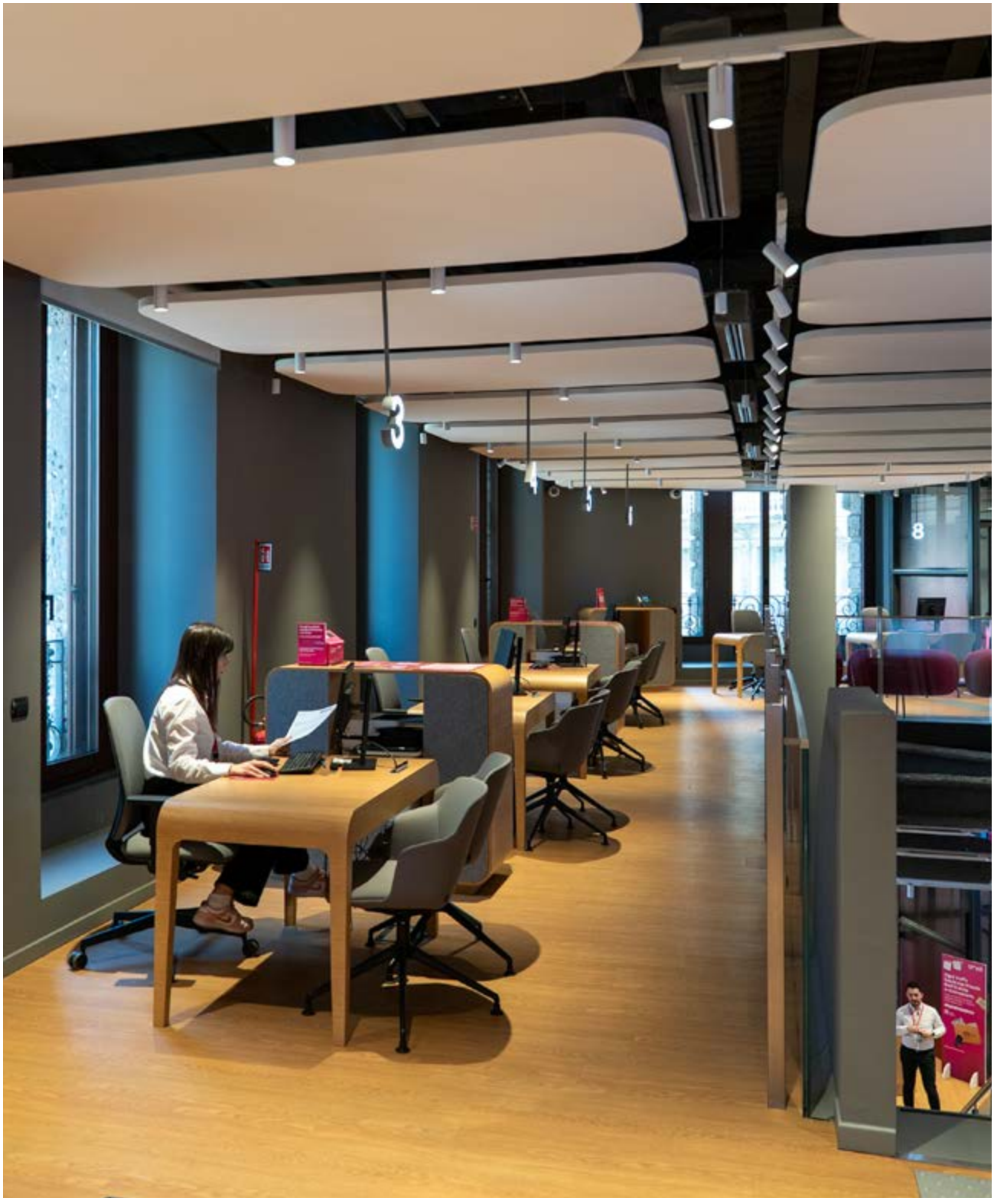
- un canale di segnalazione (whistleblowing), a disposizione degli stakeholder interni ed esterni. Le segnalazioni sono gestite seguendo uno specifico processo codificato nella Politica "Gestione delle segnalazioni anonime e non anonime", illustrato anche nella Politica sui Diritti Umani, al punto 3.1 "Segnalazioni degli stakeholder". Per ulteriori approfondimenti e per i dettagli sulle segnalazioni degli stakeholder, si veda il capitolo "Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder";
- 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.

Data protection

La protezione dei dati personali rappresenta una responsabilità strategica per Enel in un contesto sempre più segnato dalla digitalizzazione e dall'integrazione dei mercati globali. Il Gruppo continua a impegnarsi nel miglioramento costante dei propri servizi, riconoscendo che i dati personali, quali espressione della personalità e dell'identità di ciascun individuo, devono essere trattati con diligenza e con l'adozione di adeguate garanzie. Tale impegno riguarda l'insieme dei soggetti interessati, inclusi clienti, dipendenti e fornitori, in linea con i princípi sanciti dalla Politica sui Diritti Umani e dal Codice Etico del Gruppo.
Al fine di dare attuazione a tali responsabilità, Enel ha adottato un modello di governance della privacy conforme al Regolamento (UE) 2016/679 ("GDPR") e alle normative locali in materia di protezione dei dati personali vigenti nelle giurisdizioni in cui il Gruppo opera. Tale modello definisce la struttura organizzativa e di controllo mediante la quale vengono stabiliti e mantenuti ruoli, responsabilità e metodologie operative finalizzate all'applicazione dei princípi fondamentali in materia di protezione dei dati personali. Al fine di garantire un livello efficace e armonizzato di tutela dei dati personali all'interno del Gruppo, Enel ha sviluppato e implementato la "Data Protection Platform", un sistema digitale dedicato, concepito per dare concreta attuazione alle policy aziendali in materia di gestione dei dati personali e di data breach, tenuto conto della dimensione e della complessità operativa del Gruppo. Tale modello di compliance integrato consente a Enel di assicurare il rispetto dei princípi di accountability e trasparenza nel trattamento dei dati personali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nel corso del 2025 il Gruppo ha registrato un unico data breach, verificatosi in Colombia. L'incidente ha riguardato una violazione della riservatezza, causata dalla pubblicazione non autorizzata, da parte di un collaboratore di un fornitore, di informazioni operative e di 29 record contenenti dati personali relativi a 10 dipendenti su un repository pubblico di GitHub. Enel ha prontamente attivato il proprio protocollo di gestione degli incidenti, disponendo l'immediata rimozione delle informazioni pubblicate e provvedendo a notificare l'evento alla Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) entro i termini regolamentari previsti.



Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Trasparenza fiscale

GRI 207-1;207-2; 207-3; 207-4

88%

COOPERATIVE COMPLIANCE INDEX (CCI) %

93% nel 2024

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
TRASPARENZA FISCALE **Sotto-sottotema** – ENTITY SPECIFIC	Adozione di una strategia fiscale (insieme di princípi e linee guida basati su valori di trasparenza e legalità) da parte delle società del Gruppo al fine di assicurare una contribuzione fiscale equa, responsabile e trasparente.	⊕	Target: Cooperative Compliance Index (CCI) - %

⊕ Impatto positivo

Approccio alle imposte

Dal 2017 il Consiglio di Amministrazione (CdA) di Enel SpA ha adottato una strategia fiscale, intesa come l'insieme di princípi e linee guida ispirate da valori di trasparenza e legalità, pubblicata sul sito internet www.enel.com. La strategia ha l'obiettivo di assicurare una contribuzione fiscale equa, responsabile e trasparente, garantendo inoltre un'uniforme gestione della fiscalità presso tutte le entità interessate, grazie alla corretta e tempestiva determinazione e liquidazione delle imposte dovute per legge e alla gestione del rischio fiscale. L'applicazione e la diffusione della strategia fiscale è garantita in tutto il Gruppo attraverso gli organi di governo, così come la relativa interpretazione è curata dall'unità Fiscale, che ne cura altresì il relativo e periodico aggiornamento, almeno annualmente; in caso di eventuali modifiche, la strategia viene sottoposta all'approvazione al Consiglio di Amministrazione di Enel SpA.
Le società del Gruppo sono tenute al rispetto del principio di legalità, applicando in modo puntuale la legislazione fiscale dei Paesi in cui il Gruppo è presente. Inoltre, il Gruppo Enel non mette in atto comportamenti e operazioni, nazionali o trans-nazionali, che non rispettino la realtà economica, finalizzate a ottenere vantaggi fiscali indebiti, o che siano in contrasto con le finalità o lo spirito delle disposizioni o dell'ordinamento tributario di riferimento. Si precisa inoltre quanto segue.

- **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 seguendo il "Three Tiered Approach"[70], e, ove possibile, promuove la trasparenza e la certezza fiscale attraverso accordi preventivi con le autorità fiscali locali (Advance Pricing Agreement - APA).
- **Low-Tax Jurisdiction**: il Gruppo è presente nei Paesi in cui opera esclusivamente per ragioni di business e non effettua investimenti in o attraverso Paesi considerati a fiscalità privilegiata, cosiddetti "Low-Tax Jurisdiction", con l'unico fine di ridurre o trasferire il carico tributario. Nei casi in cui si dovesse riscontrare la presenza di strutture create al solo fine di ridurre il carico impositivo o localizzate in territori qualificabili come Low-Tax Jurisdiction (per esempio, in caso di acquisto di società o gruppi da terzi), il Gruppo si impegna a eliminarle nel più breve tempo possibile.
- **Incentivi fiscali**: il Gruppo Enel si avvale di incentivi fiscali solo laddove gli stessi siano allineati con i propri

70. Tale approccio prevede 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 (Action 13 - 2015 progetto Base Erosion and Profit Shifting).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

obiettivi industriali e operativi e in coerenza con la sostanza economica dei propri investimenti. In particolare, gli incentivi principali di cui il Gruppo usufruisce sono relativi agli investimenti nelle energie rinnovabili in quei Paesi che supportano la transizione energetica con tali strumenti di politica economica.

Governance fiscale, controllo e gestione del rischio

Nell'ambito del modello organizzativo del Gruppo è previsto un flusso informativo almeno annuale verso il Consiglio di Amministrazione 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. Enel si è dotata, inoltre, di un insieme di regole, procedure e princípi, applicabili a livello sia di Gruppo sia di Paese, che regolano le attività e le modalità operative di gestione delle stesse. In particolare, sono previsti specifici documenti organizzativi a livello sia globale sia locale relativamente ai processi di tax compliance, planning, transfer pricing, risk management e policy. Tali documenti sono pubblicati sulla intranet aziendale e accessibili a tutte le persone Enel.

Rischi fiscali

Il Gruppo adotta un approccio strutturato alla gestione del rischio fiscale 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.

Meccanismo di segnalazione degli stakeholder

L'adempimento fiscale è considerato un aspetto fondamentale della gestione etica e responsabile e pertanto inserito all'interno del presidio del Codice Etico di Gruppo. In questo senso, tra le violazioni che possono essere comunicate attraverso i canali del Gruppo, sono considerate anche quelle di rilevanza fiscale. In particolare, le segnalazioni da parte di stakeholder interni ed esterni in materia fiscale possono avvenire attraverso il Canale Whistleblowing, tramite la piattaforma di Gruppo ("Ethics Point") accessibile dall'indirizzo NAVEX - Enel Italia Srl (ethicspoint.eu). Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo "Condotta d'impresa" del presente documento. 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 Gruppo è impegnato a fornire informazioni sulle questioni fiscali che possono essere di interesse per terzi anche sul proprio sito web, in maniera trasparente, facilmente accessibile e comprensibile a tutti gli stakeholder di riferimento, inclusi i dipendenti e i fornitori. Il Gruppo garantisce inoltre trasparenza e correttezza nei rapporti con le autorità fiscali, in caso di verifiche relative alle società del Gruppo e a terzi. Nell'ottica di consolidare la trasparenza verso le autorità fiscali, il Gruppo promuove l'adesione ai regimi di cooperative compliance per le società che integrano i requisiti previsti dalle relative discipline domestiche e alle previsioni in materia di transfer pricing documentation in conformità con le indicazioni delle Linee Guida OCSE. Inoltre, il Gruppo, per evitare fenomeni di doppia imposizione, promuove procedure amichevoli per la composizione delle controversie internazionali (Mutual Agreement Procedure) o di accordi bilaterali (Bilateral Advance Pricing Agreements), che prevedono il coinvolgimento diretto delle amministrazioni fiscali dei Paesi contraenti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. 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.

Reporting

La pubblicazione di dati contenuti all'interno della **Rendicontazione Paese per Paese (CbCR OCSE) e all'interno del Public CbCR** (Direttiva (UE) 2021/2101 attuata dal D.Lgs. 128/2024), 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. A partire dal 2019 Enel ha adottato un modello di Total Tax Contribution per i principali Paesi in cui è presente, ampliato nel 2021 adottando un modello integrato, con il Tax Transparency Report (TTR), che include le informazioni e i dati di Total Tax Contribution per i principali Paesi in cui è presente. Tale modello è disponibile anche sul sito Enel (www.enel.com).

I princípi

Il TTR adotta il criterio di cassa come principio generale di rappresentazione del dato delle imposte, considerandolo il più adeguato a rappresentare la contribuzione fiscale effettiva. Il dato totale delle imposte, come definite e dettagliate nel prosieguo, è determinato attraverso la sommatoria delle varie imposte pagate 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. Il TTR, applicando un approccio adottato dall'OCSE, 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 requisiti di rendicontazione allineati con quanto prevede il CbCR OCSE per le voci previste da detta normativa.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tax Transparency Report – analisi generale

Contribuzione fiscale totale (Milioni di euro)				
Categorie di imposta	**Totale 2025**	**Totale 2024**	**2025-2024**	
Imposte sui redditi	3.021	3.797	(776)	-20%
Imposte sugli immobili	361	380	(19)	-5%
Imposte sul lavoro	1.888	1.844	45	2%
Imposte sui prodotti e servizi	6.440	6.567	(128)	-2%
Imposte ambientali	2.797	2.612	186	7%
Contribuzione fiscale totale	**14.507**	**15.200**	**(692)**	**-5%**

La contribuzione fiscale sotto il **profilo geografico** evidenzia che la **distribuzione** delle imposte pagate per giurisdizione è **coerente** con quella dei **ricavi generati** nel Paese e del **personale impiegato**.

Tax Transparency Report – tabelle Paese per Paese

In linea con le best practice indicate dall'OCSE, nella tabella seguente 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 2025 le imposte sul reddito correnti a livello di Gruppo sono state pari a **3.040** milioni di euro, mentre le imposte sul reddito delle società versate sono state pari a **3.366** milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tax Transparency Report – Tabella

Contribuzione fiscale complessiva – Milioni di euro

Categorie di imposta	Italia	Spagna	Brasile	Colombia	Cile	Argentina
Taxes Borne	**2.527**	**1.744**	**723**	**378**	**275**	**61**
Imposte sui redditi	1.786	226	162	223	258	6
Imposte sugli immobili	166	80	19	2	4	5
Imposte sul lavoro	561	159	60	18	0	23
Imposte sui prodotti e servizi	2	195	481	98	4	18
Imposte ambientali	12	1.083	0	37	10	9
Taxes Collected	**3.839**	**2.112**	**1.482**	**88**	**142**	**238**
Imposte sui redditi	1	70	10	22	23	13
Imposte sugli immobili	0	0	0	0	0	0
Imposte sul lavoro	672	246	34	15	16	17
Imposte sui prodotti e servizi	2.221	1.270	1.438	28	103	209
Imposte ambientali	945	527	0	24	0	0
Contribuzione fiscale complessiva (per cassa) – TTC	**6.365**	**3.856**	**2.205**	**466**	**417**	**299**

Dati CbCR – Milioni di euro	Italia	Spagna	Brasile	Colombia	Cile	Argentina
Ricavi da parti terze	46.358	21.300	8.418	3.265	4.647	2.168
Ricavi infragruppo cross border	625	326	23	2	127	0
Ricavi infragruppo in country	17.865	10.901	1.236	14	1.425	31
Totale ricavi	64.848	32.527	9.678	3.281	6.200	2.199
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte sul reddito	2.684	2.586	580	922	664	1
Imposte sul reddito delle società (versate)	1.786	192	162	198	258	3
Imposte sul reddito delle società (maturate)	1.643	641	101	268	194	50
Capitale dichiarato	55.874	29.127	17.514	2.221	18.640	770
Utili non distribuiti	12.818	33.899	659	1.205	3.998	628
Numero dei dipendenti (unità)[4]	31.479	9.139	10.013	2.183	1.839	3.626
Beni materiali	39.942	24.277	4.631	5.233	7.020	2.047

(1) La voce "Altri Paesi" per la contribuzione fiscale complessiva (TTC) comprende: Germania, Paesi Bassi, Messico, Panama, Guatemala, Canada, Sudafrica, Costa Rica e India.

(2) La somma dei valori potrebbe non corrispondere al totale per effetto degli arrotondamenti.

(3) La voce "Altri Paesi" per i dati CbCR comprende tutti gli altri Paesi minori dove Enel è presente (Germania, Paesi Bassi, Messico, Panama, Guatemala, Canada, Sudafrica, Costa Rica, India, Australia, Cina, Egitto, Etiopia, Regno Unito, Indonesia, Irlanda, Israele, Giappone, Kenya, Corea del Sud, Libano, Marocco, Namibia, Nuova Zelanda, Perù, Polonia, Arabia Saudita, Singapore, Slovacchia, El Salvador, Turchia, Taiwan, Uruguay, Vietnam e Zambia).

(4) Somma del numero medio di dipendenti di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale nell'anno di riferimento, il valore del 2024 è stato rivisto in coerenza con la normativa OCSE sul Country-by-Country Reporting.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Francia	Portogallo	Stati Uniti	Altri Paesi[1]	Totale 2025[2]	Totale 2024	2025-2024
8	**23**	**94**	**194**	**6.026**	**6.712**	**(686)**
6	22	5	182	2.876	3.672	(795)
0	0	78	5	360	379	(19)
2	1	10	5	839	796	43
0	0	0	1	800	961	(161)
0	0	0	1	1.151	905	247
213	**184**	**38**	**145**	**8.481**	**8.487**	**(6)**
0	0	0	6	145	126	19
0	0	0	1	1	1	0
1	2	38	10	1.049	1.047	2
115	166	0	90	5.640	5.606	34
97	16	0	38	1.646	1.707	(61)
221	**207**	**132**	**339**	**14.507**	**15.200**	**(692)**

Francia	Portogallo	Stati Uniti	Altri Paesi[3]	Totale 2025	Totale 2024	2025-2024
876	1.150	1.822	4.445	94.450	93.048	1.041
6	161	42	1.654	2.968	7.434	(4.466)
0	0	467	276	32.214	43.555	(11.342)
882	1.311	2.331	6.374	129.631	144.038	(14.407)
33	7	(650)	38	6.866	15.213	(8.347)
6	22	5	734	3.366	3.744	(378)
9	14	7	111	3.040	3.900	(860)
0	20	26.818	11.749	162.734	168.405	(5.671)
0	21	178	(806)	52.601	47.384	5.216
66	99	986	1.227	60.657	60.276	381
3	4	10.052	2.120	95.328	95.903	(575)

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Riconciliazione con la Relazione finanziaria annuale consolidata 2025

Di seguito la riconciliazione dei dati CbCR rappresentati nel TTR rispetto a quanto riportato nel Bilancio consolidato.
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.

Voci oggetto di riconciliazione	Tax Transparency Report	Bilancio consolidato	Delta da riconciliare
Ricavi da parti terze	94.450	80.346	(14.104)
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte	6.866	8.390	1.524
Beni materiali	95.328	93.704	(1.624)
Imposte pagate	3.366	3.542	176

Ricavi da parti terze

RICAVI	
Ricavi terzi Tax Transparency Report	**94.450**
Proventi finanziari	(5.825)
Strumenti derivati	(5.421)
Oneri di sistema	(2.069)
Ripristini di impairment	(556)
Flussi di assicurazione	(227)
Dividendi da società consolidate a equity	(23)
Altre rettifiche da consolidamento	17
Ricavi Bilancio consolidato	**80.346**

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata 2025 sono:

i. **Proventi finanziari (-5.825 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[71] applicate ai fini del Tax Transparency Report;
ii. **Strumenti derivati (-5.421 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata il dato economico dei proventi connessi alla misurazione e all'esito dei derivati verso terzi viene rilevato in un rigo specifico di Conto economico diverso dalla voce dei ricavi, diversamente da come richiesto dalle regole OCSE applicate ai fini del Tax Transparency Report;
iii. **Oneri di sistema (2.069 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. **Ripristini di impairment su partecipazioni e altre attività (-556 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata le scritture su partecipazioni consolidate con metodo integrale non hanno effetto nel Conto economico e i ripristini di impairment su altre attività sono rilevati in un rigo specifico di Conto economico diverso dalla voce dei ricavi. Tali scritture viceversa comportano un aumento dei ricavi ai fini del Tax Transparency Report;
v. **Flussi di assicurazione e riassicurazione (-227 milioni di euro)**: i premi e le commissioni derivanti da contratti di riassicurazione riferiti a società del Gruppo sono oggetto di rettifica in sede di consolidato al fine di rappresentare correttamente a livello consolidato i

71. Ai fini della rendicontazione Country-by-Country (Progetto BEPS – Action 13).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

rapporti assicurativi infragruppo. Diversamente, ai fini del Tax Transparency Report, tali flussi sono rilevati a Conto economico e ricompresi nei ricavi;

vi. **Dividendi da società consolidate a equity (-23 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata i dividendi ricevuti dalle società consolidate[72] sono eliminati. Diversamente, nel Tax Transparency Report tali ricavi riferiti alle sole società consolidate a equity vengono considerati;

vii. **Altre rettifiche da consolidamento** effettuate sulla base dell'applicazione dei princípi contabili internazionali (17 milioni di euro)[73].

Utile/(Perdita) al lordo delle imposte

EBT	
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte Tax Transparency Report	**6.866**
Impairment di partecipazioni	1.824
Operazioni di M&A	(324)
Risultati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(74)
Rettifiche ammortamenti su impianti	69
Accantonamenti/(Rilasci) di fondi	62
Dividendi da società consolidate a equity	(23)
Altre rettifiche da consolidamento	(10)
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte Bilancio consolidato	**8.390**

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata 2025 sono:

i. **Impairment/proventi da partecipazioni (1.824 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 una riduzione dell'utile al lordo delle imposte ai fini del Tax Transparency Report;

ii. **Operazioni di M&A (-324 milioni di euro)**: nel Tax Transparency Report non vengono prese in considerazione le scritture di consolidato generate delle operazioni di M&A;

iii. **Risultati da società valutate a equity (-74 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata sono inclusi i risultati dalle società consolidate con il metodo del patrimonio netto. Diversamente, nel Tax Transparency Report tali risultati non vengono considerati;

iv. **Rettifiche di ammortamenti su impianti (69 milioni di euro)**: tali rettifiche rilevate nella Relazione finanziaria annuale consolidata si riferiscono a scritture effettuate solo a livello consolidato e hanno origine dal diverso valore degli asset (e relativi ammortamenti) a livello consolidato rispetto a quanto risultante nei bilanci individuali delle società;

v. **Accantonamenti/(Rilasci) di fondi (62 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata le movimentazioni di fondi (rischi o svalutazioni) riferiti a poste interne al Gruppo sono eliminate. Diversamente, nel Tax Transparency Report tali componenti vengono considerate;

vi. **Dividendi da società consolidate a equity (-23 milioni di euro)**: ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata i dividendi ricevuti dalle società consolidate[74] sono eliminati. Diversamente, nel Tax Transparency Report tali ricavi riferiti alle sole società consolidate a equity vengono considerati;

vii. **Altre rettifiche da consolidamento** effettuate sulla base dell'applicazione dei princípi contabili internazionali **(-10 milioni di euro)**[75].

72. Con metodo integrale, proporzionale e del patrimonio netto.
73. 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 e (v) variazioni in corso d'anno del perimetro di consolidamento.
74. Con metodo integrale, proporzionale e del patrimonio netto.
75. 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 e (iv) minusvalenze (o plusvalenze) intercompany.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Beni materiali

Beni materiali	
Beni materiali Tax Transparency Report	**95.328**
Rettifiche da consolidamento	(1.624)
Beni materiali Bilancio consolidato	**93.704**

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata sono dovuti a Rettifiche da consolidamento[76].

Imposte sul reddito pagate

Imposte pagate	
Imposte pagate Tax Transparency Report	**3.366**
Differenze dovute all'utilizzo del metodo indiretto ai fini del rendiconto finanziario	176
Imposte pagate Bilancio consolidato	**3.542**

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[77].

Tax Rate

Con riferimento alla riconciliazione tra l'aliquota fiscale teorica ed effettiva si rimanda a quanto già analizzato all'interno del Bilancio consolidato 2025.

76. 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.

77. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Target

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	2025	STATO	TARGET
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, Paesi Bassi e Cile.	Anno: 2021 Valore: 89,9%	**88%**	↗	**93%** al 2028

↗ In linea ✓ Raggiunto ⊗ Non in linea

Il Gruppo 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, il Gruppo ha aderito al regime di adempimento collaborativo in Italia per le società di maggiore dimensione, e all'equivalente regime in Spagna, in Francia e in Portogallo. Inoltre, Enel monitora nei Paesi di presenza l'eventuale introduzione e la potenziale adesione a ulteriori regimi di cooperative compliance, anche attraverso l'elaborazione di un indice (il Cooperative Compliance Index - CCI). 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 che hanno le condizioni legali per poter aderire. L'indice non considera i Paesi in cui i regimi non sono stati legalmente istituiti al momento del calcolo, o le aziende che non soddisfano le condizioni legali per aderire (per esempio, perché le loro dimensioni sono inferiori alle soglie di legge), anche se i regimi esistono nei loro Paesi. Il valore del CCI del 2025, pari a 88%, è in flessione rispetto a quello del 2024 (93%), malgrado l'adesione di 22 ulteriori società in Italia nel corso del 2025, a causa della recente introduzione in Cile del regime di cooperative compliance che ha aumentato il numero delle società che possono potenzialmente aderire allo stesso.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

9
Bilancio consolidato

Ricavi a 80.346 milioni di euro (78.947 milioni di euro nel 2024, +1,8%)

La variazione è prevalentemente riconducibile alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading per i maggiori volumi scambiati sul mercato wholesale rispetto all'esercizio precedente.
Tale incremento ha più che compensato la diminuzione dei ricavi (i) nei Mercati finali, dovuta ai minori prezzi medi di vendita e alle minori quantità fornite ai clienti finali; (ii) in Enel Green Power, per la minore produzione legata alla scarsa disponibilità delle risorse – soprattutto idrica –, ai minori proventi da tax partnership negli Stati Uniti e alla cessione delle attività in Perù; (iii) in Enel Grids, ove i maggiori ricavi rilevati nelle attività di distribuzione sono stati più che compensati dagli effetti delle variazioni di perimetro legate alle cessioni in Perù e in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

Risultato operativo a 11.533 milioni di euro (15.494 milioni di euro nel 2024, -25,6%)

La variazione è da ricondurre all'andamento dei risultati derivanti dalla gestione operativa, agli effetti delle variazioni di perimetro, derivanti principalmente dalla cessione nel 2024 delle attività di distribuzione in Perù e in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia, ai maggiori adeguamenti di valore rispetto all'esercizio precedente, nonché all'incremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali connessi agli impianti entrati in esercizio.

Indebitamento finanziario netto (+2,5% rispetto al 2024)

I flussi di cassa della gestione operativa hanno sostanzialmente compensato il fabbisogno generato dagli investimenti e dal pagamento dei dividendi. La variazione dell'indebitamento finanziario netto è infatti dovuta al fabbisogno legato all'acquisto di azioni proprie da parte di Enel SpA, Endesa SA ed Enel Américas SA per circa 1,9 miliardi di euro a fine 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2025	di cui con parti correlate	2024	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	10.a	78.057	*5.967*	73.914	*5.328*
Altri proventi	10.b	2.289	*7*	5.033	*82*
	[Subtotale]	**80.346**		**78.947**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile	11.a	33.869	*7.854*	30.282	*8.714*
Servizi e altri materiali	11.b	19.455	*3.969*	19.240	*3.820*
Costo del personale	11.c	4.740		4.938	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	11.d	1.106		1.323	
Ammortamenti e altri impairment	11.e	9.434		7.249	
Altri costi operativi	11.f	4.215	*236*	3.940	*212*
Costi per lavori interni capitalizzati	11.g	(3.259)		(3.042)	
	[Subtotale]	**69.560**		**63.930**	
Risultati netti da contratti su commodity	12	**747**	*13*	**477**	*3*
Risultato operativo		**11.533**		**15.494**	
Proventi finanziari da contratti derivati	13	871		2.720	
Altri proventi finanziari	14	4.169	*103*	2.409	*209*
Oneri finanziari da contratti derivati	13	3.092		1.023	
Altri oneri finanziari	14	5.180	*88*	7.828	*100*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	14	163		321	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(74)		(210)	
Risultato prima delle imposte		**8.390**		**11.883**	
Imposte	16	2.773		3.654	
Risultato netto delle continuing operation		**5.617**		**8.229**	
Quota di interessenza del Gruppo		4.261		7.016	
Quota di interessenza di terzi		1.356		1.213	
Risultato netto delle discontinued operation	7	**(36)**		**-**	
Quota di interessenza del Gruppo		(36)		-	
Quota di interessenza di terzi		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**5.581**		**8.229**	
Quota di interessenza del Gruppo		4.225		7.016	
Quota di interessenza di terzi		1.356		1.213	
Risultato netto per azione	17				
Risultato netto base per azione	17				
Risultato netto base per azione		*0,39*		*0,67*	
Risultato netto base per azione delle continuing operation		*0,39*		*0,67*	
Risultato netto base per azione delle discontinued operation		-		-	
Risultato netto diluito per azione	17				
Risultato netto diluito per azione		*0,39*		*0,67*	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation		*0,39*		*0,67*	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation		-		-	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2025	2024
Risultato netto dell'esercizio		**5.581**	**8.229**
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		466	(628)
Variazione del fair value dei costi di hedging		(21)	225
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		1	(35)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(12)	14
Variazione della riserva di traduzione		(1.994)	(1.812)
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		(85)	(41)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti		132	127
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		(15)	109
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		-	-
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	36	**(1.528)**	**(2.041)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**4.053**	**6.188**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		3.021	5.275
- di terzi		1.032	913

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro					
ATTIVITÀ	**Note**	**al 31.12.2025**		**al 31.12.2024**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	18	93.675		94.584	
Investimenti immobiliari	21	29		30	
Attività immateriali	22	15.132		15.837	
Avviamento	23	13.051		12.850	
Attività per imposte anticipate	24	8.830		9.025	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	25	1.317		1.456	
Derivati finanziari attivi non correnti	26	1.170	-	2.003	*2*
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	27	632		523	
Altre attività finanziarie non correnti	28	8.472	*1.103*	7.607	*864*
Altre attività non correnti	30	2.064	*108*	1.937	*3*
	[Totale]	**144.372**		**145.852**	
Attività correnti					
Rimanenze	32	3.301		3.643	
Crediti commerciali	33	14.555	*1.018*	15.941	*1.486*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	27	135		193	
Crediti per imposte sul reddito		399		787	
Derivati finanziari attivi correnti	26	2.408	-	3.512	
Altre attività finanziarie correnti	29	3.941	*958*	4.854	*1.964*
Altre attività correnti	31	3.386	*38*	3.891	*102*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	34	5.065		8.051	
	[Totale]	**33.190**		**40.872**	
Attività (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita	35	**1.095**		**415**	
TOTALE ATTIVITÀ		**178.657**		**187.139**	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	Note	al 31.12.2025	di cui con parti correlate	al 31.12.2024	di cui con parti correlate
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio		(1.077)		(78)	
Altre riserve		7.001		5.651	
Utili e perdite accumulati		15.977		17.991	
	[Totale]	**32.068**		**33.731**	
Interessenze di terzi		**14.737**		**15.440**	
Totale patrimonio netto	36	**46.805**		**49.171**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	37	56.983	*747*	60.000	*651*
Benefici ai dipendenti	38	1.127		1.614	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	39	6.273		6.501	
Passività per imposte differite	24	7.813		7.951	
Derivati finanziari passivi non correnti	26	3.314	*3*	2.915	*8*
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	27	5.495	*19*	5.682	*17*
Altre passività finanziarie non correnti	41	565		205	
Altre passività non correnti	43	3.219		3.287	
	[Totale]	**84.789**		**88.155**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	37	2.975	*9*	3.645	*9*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	37	8.803	*119*	7.439	*111*
Fondi rischi e oneri quota corrente	39	1.276		1.333	
Debiti commerciali	40	11.827	*1.502*	13.693	*2.736*
Debiti per imposte sul reddito		541		1.589	
Derivati finanziari passivi correnti	26	2.343	-	3.584	*6*
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	27	2.833	*59*	2.448	*37*
Altre passività finanziarie correnti	42	910	*3*	845	*1*
Altre passività correnti	44	14.799	*36*	15.087	*42*
	[Totale]	**46.307**		**49.663**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	35	**756**		**150**	
Totale passività		**131.852**		**137.968**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**178.657**		**187.139**	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 36)

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo							
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio	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 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)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	-	-	-	5	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(1.005)	-	-	1.035	-	-
Erogazioni azioni proprie	-	-	6	-	-	(6)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	10	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	1.074	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	(2)	-
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	(1)	(171)	3
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	(1.690)	428
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	*(1.690)*	*428*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2025	**10.167**	**7.496**	**(1.077)**	**8.219**	**2.034**	**3.406**	**(8.215)**	**(1.797)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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
(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**
–	–	–	–	–	–	(4.897)	**(4.897)**	**(956)**	**(5.853)**
–	–	–	–	–	–	(266)	**(266)**	**–**	**(266)**
–	(7)	–	–	–	5	2	**5**	**4**	**9**
–	–	–	–	–	–	(1.035)	**(1.005)**	**–**	**(1.005)**
–	–	–	–	–	–	6	**6**	**–**	**6**
–	–	–	–	–	–	–	**10**	**–**	**10**
–	–	–	–	–	–	–	**1.074**	**–**	**1.074**
–	–	–	–	–	–	183	**183**	**106**	**289**
–	–	365	–	–	–	(77)	**286**	**–**	**286**
–	–	(1)	(30)	(43)	318	(155)	**(80)**	**(889)**	**(969)**
(23)	(31)	(1)	113	–	–	4.225	**3.021**	**1.032**	**4.053**
(23)	*(31)*	*(1)*	*113*	–	–	–	***(1.204)***	***(324)***	***(1.528)***
–	–	–	–	–	–	*4.225*	***4.225***	***1.356***	***5.581***
159	**94**	**(41)**	**(1.009)**	**(2.448)**	**(897)**	**15.977**	**32.068**	**14.737**	**46.805**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2025	di cui con parti correlate	2024	di cui con parti correlate
Risultato netto dell'esercizio		**5.581**		**8.229**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	11.d	1.062		1.323	
Ammortamenti e altri impairment	11.e	9.478		7.249	
(Proventi)/Oneri finanziari	13-14	3.069		3.401	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	74		210	
Imposte	16	2.773		3.654	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.316)		(1.108)	
- rimanenze	32	356		558	
- crediti commerciali	33	310	*468*	490	*(220)*
- debiti commerciali	40	(1.471)	*(1.234)*	(2.451)	*(93)*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	27	54		20	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	27	246	*22*	209	*(16)*
- altre attività e passività		(811)	*715*	66	*(736)*
Accantonamenti ai fondi		836		1.377	
Utilizzo fondi	39	(1.776)		(1.698)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	13-14	1.665	*103*	2.103	*209*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	13-14	(4.212)	*(88)*	(5.276)	*(100)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(210)		(16)	
Imposte pagate	16	(3.542)		(3.912)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		444		(2.313)	
Cash flow da attività operativa (A)		**13.926**		**13.223**	
di cui discontinued operation		-		-	
Investimenti in attività materiali non correnti	18-21	(8.506)		(8.931)	
Investimenti in attività immateriali	22	(1.125)		(1.235)	
Contributi in conto capitale ricevuti		483		1.135	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(1.042)		(844)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	8	(1.089)		-	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	8	53		5.622	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		154		145	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(11.072)**		**(4.108)**	
di cui discontinued operation		-		-	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine		9.356		6.017	
Rimborsi di debiti finanziari		(7.654)	*104*	(10.430)	*(2)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(400)		(691)	
Incassi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo		167		1.944	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		16		(22)	
Emissioni di obbligazioni ibride perpetue		1.974		889	
Rimborsi di obbligazioni ibride perpetue		(900)		(297)	
Acquisto azioni proprie		(1.947)		(27)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(5.794)		(5.126)	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(266)		(246)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**(5.448)**		**(7.989)**	
di cui discontinued operation		-		-	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(282)**		**(74)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**(2.876)**		**1.052**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]		8.195		7.143	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[2]		5.319		8.195	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (6.801 milioni di euro al 1° gennaio 2024), "Titoli a breve" pari a 138 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (81 milioni di euro al 1° gennaio 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (261 milioni di euro al 1° gennaio 2024).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.064 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (8.051 milioni di euro al 31 dicembre 2024), "Titoli a breve" pari a 231 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (138 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 24 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (6 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 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 2025 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 19 marzo 2026.
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 2025 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 (IFRS IC) 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;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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 45 "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 2025 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 18 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 23 "Avviamento" e alla nota 39 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 10.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 23 "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 inclusi quelli derivanti da un'eventuale dismissione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette sia le valutazioni correnti di mercato sia il valore temporale del denaro e i 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, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita dell'inflazione e/o della domanda elettrica (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Inoltre, in presenza di elevata incertezza sulle proiezioni economicofinanziarie o quando la variabilità degli esiti futuri può essere rappresentata mediante più scenari ragionevolmente possibili, il Gruppo adotta, coerentemente con quanto previsto dallo IAS 36, un approccio basato sui flussi finanziari attesi ("expected cash flow approach"). Tale metodologia prevede l'utilizzo di scenari alternativi, ciascuno ponderato in base alla relativa probabilità di accadimento, al fine di pervenire a un flusso finanziario atteso complessivo da attualizzare. L'impiego di tale approccio consente di riflettere nella stima del valore d'uso l'effetto delle incertezze intrinseche del contesto operativo o regolatorio, ove rilevanti.

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. In particolare, il Gruppo valuta, ove necessario, gli impatti derivanti dal cambiamento climatico e dalla transizione energetica nel lungo termine, ai fini delle analisi di sensitività. A tale riguardo, il Gruppo tiene conto degli eventuali effetti sulla domanda elettrica considerando i modelli energetici per Paese, nonché degli effetti attesi sulla producibilità delle diverse tecnologie (idroelettrica, eolica e fotovoltaica) degli asset in portafoglio, applicando una variazione ai margini dei relativi flussi normalizzati.

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 23 "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 sem-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

plificato utilizzati nel calcolo delle perdite attese, si veda il contenuto della nota 47 "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 47 "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 trasferimento 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 proce-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

dere 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 51 "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 51 "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 benefici 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 benefici 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 38 "Benefici ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 39 "Fondi rischi e oneri".
La nota 56 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 39 "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 benefici 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 47 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2025 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 im-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

poste 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 24 "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 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.

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 23 "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 benefici 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 18 "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 alla 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 e Minglanilla Renovables 400 KV AIE.

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 25 "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 25 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a benefici 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 19 "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 rap-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

porto 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 50 "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 47 "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 50.1 "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 20 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o con-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

giuntamente 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 16 "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 2025 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 diffe-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

renza 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 di 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 25 "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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 benefici 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. Ciascuna unità o gruppo di unità cui l'avviamento è così allocato deve non essere più ampio del "Settore operativo" di riferimento, così come identificato ai sensi dell'IFRS 8 (Operating Segments), prima 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 51 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 18 "Immobili, impianti e macchinari".
Per informazioni su eventuali modifiche alle vite utili apportate dal Gruppo nel corso dell'anno, si rimanda alla nota 11.e "Ammortamenti e altri impairment" e alla nota 18 "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 2048, 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 18 "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 10.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 19 "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 20 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 benefici 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 22 "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 19 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 57 "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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 (per 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.

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 strumen-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

to 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 47 "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 50 "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;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 57 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

alla cessazione del rapporto di lavoro e agli altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa. Il Gruppo utilizza ipotesi attuariali per stimare l'ammontare dei benefici 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 benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale massimale).
Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici 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 benefici 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 benefici 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 benefici 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 benefici in cambio della cessazione del rapporto di lavoro.
Tali benefici sono rilevati nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; 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 benefici 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 52 "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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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 57 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 10.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 erogati dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali. 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 per la loro erogazione.
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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025:

- *''Amendments to IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, emessi ad agosto 2023, chiariscono come definire se una valuta è convertibile e come determinare il tasso di cambio quando non lo è.

  Le modifiche stabiliscono che una valuta è convertibile in un'altra quando la stessa può essere ottenuta entro un periodo di tempo, che rientra nei normali tempi amministrativi, e attraverso un mercato o un meccanismo di scambio, che genera diritti e obblighi esecutivi.
  La valutazione della convertibilità deve essere effettuata alla data di misurazione e per uno scopo specifico.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Una valuta non è considerata convertibile se, in tali circostanze, è possibile ottenere solo un ammontare non significativo dell'altra valuta. In tal caso, è necessario stimare un tasso di cambio a pronti che rifletta quello di una transazione ordinaria tra partecipanti al mercato, alla data di misurazione, tenendo conto delle condizioni economiche prevalenti.
Le modifiche non specificano la metodologia da applicare per la stima del tasso di cambio a pronti in caso di mancata convertibilità, consentendo l'utilizzo di un tasso di cambio osservabile senza aggiustamenti o di un'altra tecnica di stima.
Sono previsti inoltre nuovi obblighi di disclosure, che richiedono di fornire informazioni tali da consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere gli effetti attuali e attesi della mancata convertibilità di una valuta sulla performance finanziaria, sulla posizione finanziaria e sui flussi di cassa.
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 contribuiscano con un livello minimo di imposizione 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 a un'imposizione calcolata 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 gestione della potenziale esposizione a top-up tax in tali giurisdizioni.
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 24 "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 2025 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 2025 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 2025:

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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%
Dal 1° gennaio 2025 al 31 dicembre 2025	31,94%

Nel 2025 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 163 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2025, 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 31.12.2024	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2025
Totale attività	2.333	445	(887)	1.891
Totale passività	710	191	(260)	641
Patrimonio netto	1.623	254[1]	(627)	1.250

(1) Il dato include il risultato netto negativo dell'esercizio pari a 35 milioni di euro.

Milioni di euro	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto al 31.12.2025
Ricavi	189	(232)	(43)
Costi	251[1]	(220)[2]	31
Risultato operativo	**(62)**	**(12)**	**(74)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(47)	22	(25)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	163	-	163
Risultato prima delle imposte	**54**	**10**	**64**
Imposte	89	26	115
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**(35)**	**(16)**	**(51)**
Quota di interessenza del Gruppo	(26)	(10)	(36)
Quota di interessenza di terzi	(9)	(6)	(15)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 131 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (14) milioni di euro.

6. Informativa relativa al cambiamento climatico

Il cammino verso "Net Zero" 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 rinnovabile 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 azzerare le emissioni nette dirette e indirette 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, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 18 "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 48 "Risk management"	• Focus sulle principali caratteristiche degli accordi di acquisto di energia (PPA/PPA virtuali).
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 11.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 18 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 23 "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 39 "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 47.3 "Finanziamenti"
	Nota 59 "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 52 "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 57 "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.

7. Discontinued operation

Nell'ambito dell'Area Geografica "Europa" il Gruppo Enel nel corso del 2022 aveva deciso di dismettere importanti rami autonomi di attività, tra cui la Romania. In ragione del fatto che le attività dismesse rappresentavano una parte significativa di un'area geografica in cui il Gruppo operava, i risultati inerenti a tali attività erano stati classificati in base a quanto previsto dall'IFRS 5, nel prospetto di Conto economico consolidato, in una linea separata denominata "Risultato netto delle discontinued operation".

Per quanto riguarda la Romania, sulla base degli accordi di vendita sottoscritti nel 2022 e nel successivo 2023 il prezzo di cessione poteva essere soggetto a un price adjustment che Enel avrebbe dovuto corrispondere al manifestarsi di alcune clausole contrattuali.

Nel corso del 2025, il verificarsi di tali clausole ha determinato l'insorgere dell'obbligo di corrispondere all'acquirente un price adjustment pari a 36 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in bilancio del risultato economico e delle informazioni da fornire nella nota integrativa delle attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate, le voci economiche per l'esercizio 2025 derivanti dalle discontinued operation sono state esposte nel seguente prospetto di Conto economico.
Le voci sono esposte al netto dei rapporti infragruppo che sono stati completamente eliminati.

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024
Ricavi	-	-	-
Costi	-	-	-
Risultato operativo	**-**	**-**	**-**
Proventi/(Oneri) finanziari	-	-	-
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	**-**	**-**	**-**
Imposte	-	-	-
Risultato netto (Romania)	**-**	**-**	**-**
Plusvalenze/(Minusvalenze) da alienazione attività operative cessate	(36)	-	(36)
Risultato netto delle discontinued operation	**(36)**	**-**	**(36)**

Si segnala che l'iscrizione del price adjustment non ha avuto effetti monetari.

Variazioni nell'area di consolidamento

8. 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.

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 253 milioni di euro. Gli asset venduti includevano 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. La riclassifica tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" aveva comportato nel 2023 la rilevazione di un adeguamento di valore negativo pari a 34 milioni di euro.
- 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.
- 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.
- 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

comportato un impatto negativo sul risultato netto del Gruppo di 44 milioni di euro.

- 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.

2025

- In data 26 febbraio 2025, Endesa Generación ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL da Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona. Dopo l'acquisizione la società ha cambiato denominazione in E-Generación Hidráulica SLU.
La transazione è stata rilevata applicando il principio contabile "IFRS 3 - Business Combinations". Il corrispettivo per l'acquisizione del 100% della società è stato pari a 961 milioni di euro, di cui 959 milioni di euro pagati per cassa e un importo residuo di 2 milioni di euro soggetto al rispetto di determinate condizioni contrattuali.
Al 30 giugno 2025 è stata completata l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte. A seguito di tale allocazione si è rilevato in via definitiva un avviamento di 125 milioni di euro.
La situazione contabile alla data di acquisizione dopo la definitiva allocazione del prezzo è definita come di seguito dettagliato.

Milioni di euro	**Valori contabili rilevati *ante* allocazione del prezzo**	**Rettifiche per allocazione prezzo**	**Valori rilevati post-allocazione del prezzo alla data di acquisizione**
Immobili, impianti e macchinari	474	498	972
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	-	10
Altre attività	17	-	17
Passività per imposte differite	-	(125)	(125)
Passività	(38)	-	(38)
Attività nette acquisite	**463**	**373**	**836**
Costo dell'acquisizione	**961**	**-**	**961**
(di cui versati per cassa)	*959*		*959*
Avviamento	498	(373)	125

L'operazione ha generato un impatto sull'indebitamento finanziario netto di 949 milioni di euro, al netto della cassa della società acquisita pari a 10 milioni di euro.
In data 1° luglio 2025 la società si è fusa in Endesa Generación con effetto contabile al 26 febbraio 2025.

- In data 31 luglio 2025, Enel Green Power España SLU, controllata da Enel SpA tramite Endesa SA, ha acquisito il controllo totalitario della società Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa), in precedenza detenuta per il 37,5% e consolidata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto.
Il corrispettivo per l'acquisizione del residuo 62,5% è stato pari a 45 milioni di euro, di cui 43 milioni già pagati per cassa.
Il prezzo di acquisizione è stato allocato determinando in misura definitiva il fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, rilevando un avviamento di 19 milioni di euro.
La situazione contabile alla data di acquisizione dopo la definitiva allocazione del prezzo è definita come di seguito dettagliato.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	Valori contabili rilevati *ante* allocazione del prezzo	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati post-allocazione del prezzo alla data di acquisizione
Immobilizzazioni materiali e immateriali	12	42	54
Imposte anticipate	1	-	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	14	-	14
Altre attività	2	-	2
Passività	(8)	(10)	(18)
Attività nette acquisite	**21**	**32**	**53**
Costo dell'acquisizione	**45**	**-**	**45**
(di cui versati per cassa)	*43*	-	*43*
Fair value quota già detenuta	**27**	**-**	**27**
Avviamento	51	(32)	19

Si segnala che, a seguito dell'acquisizione, la quota già detenuta al valore contabile di 8 milioni di euro è stata rivalutata al fair value di 27 milioni di euro, con un impatto sul risultato netto di 19 milioni di euro (14 milioni di euro sul risultato netto del Gruppo).

- In data 1° ottobre 2025, Enel Green Power North America (EGPNA) ha perfezionato un'operazione di asset swap con Gulf Pacific Power (GPP) per effetto della quale ha incrementato la partecipazione in alcune società titolari di impianti eolici portandola al 51% e ha ceduto alcune partecipazioni di minoranza in impianti eolici e l'intera partecipazione di un altro impianto eolico, versando per cassa un corrispettivo di circa 44 milioni di euro.

La transazione è stata rilevata applicando il principio contabile "IFRS 3 - Business Combinations". Il corrispettivo per l'acquisizione è stato considerato pari a 162 milioni di euro, di cui 44 milioni di euro pagati per cassa e la restante parte equivalente al fair value degli impianti ceduti.

L'allocazione definitiva del prezzo ha comportato un adeguamento di valore negativo per 57 milioni di euro.

La situazione contabile alla data di acquisizione dopo la definitiva allocazione del prezzo è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	Valori contabili rilevati *ante* allocazione del prezzo	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati post-allocazione del prezzo alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	314	(62)	252
Attività immateriali	-	24	24
Rimanenze	3	-	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6	-	6
Altre attività	8	-	8
Finanziamenti	(39)	(5)	(44)
Debiti verso azionisti di minoranza	-	(122)	(122)
Fondi rischi e oneri e benefici ai dipendenti	(10)	(6)	(16)
Passività correnti	(6)	-	(6)
Attività nette acquisite	**276**	**(171)**	**105**
Attività nette cedute			**118**
Cassa			**44**
Costo dell'acquisizione			**162**
(di cui versati per cassa)			*44*
Adeguamento di valore			**(57)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Altre variazioni

- In data 23 maggio 2025, Enel SpA, tramite la controllata Enel Produzione SpA, ha perfezionato la cessione a Energetický a průmyslový holding (EPH) del capitale sociale detenuto in Slovak Power Holding BV, società titolare del 66% di Slovenské elektrárne AS e valutata con il metodo del patrimonio netto. La cessione è avvenuta a seguito dell'esercizio della early call option da parte di EPH prevista dagli accordi sottoscritti tra il 2015 e il 2020, per un corrispettivo complessivo per la vendita del 100% del capitale di Slovak Power Holding pari a 150 milioni di euro, già versato all'epoca della prima operazione di vendita avvenuta nel 2016.
  Il perfezionamento dell'operazione ha generato un impatto negativo sull'utile netto del Gruppo pari a 341 milioni di euro, connesso al rilascio delle riserve di patrimonio netto associate alla partecipata valutata con il metodo del patrimonio netto.
- In data 2 ottobre 2025, Enel Green Power España SLU, società del Gruppo controllata tramite Endesa SA, ha perfezionato la cessione a Masdar, per 182 milioni di euro, di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99% del capitale sociale, in Enel Green Power España Solar 2 SLU, che detiene asset fotovoltaici operativi di Endesa in Spagna, per una capacità installata complessiva di circa 446 MW. 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 2 e, pertanto, a consolidarla integralmente.
- In data 8 ottobre 2025, Enel X Srl ha acquisito il controllo totalitario della società Ewiva Srl, in precedenza detenuta per il 50% e consolidata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto.
  Il corrispettivo per l'acquisizione del residuo 50% è stato pari a 30 milioni di euro interamente pagati per cassa.
  L'operazione ha comportato la rilevazione di immobili, impianti e macchinari per un valore di 87 milioni di euro.
  Il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.
  Il differenziale tra il valore delle attività nette acquisite e la somma del prezzo pagato e della partecipazione già detenuta, pari a 5 milioni di euro, è stato temporaneamente allocato a badwill, in attesa del completamento del processo di allocazione del prezzo.
  Si segnala che, a seguito dell'acquisizione, la quota già detenuta al valore contabile di 33 milioni di euro è stata valutata al fair value di 30 milioni, con un impatto negativo sul risultato netto di 3 milioni di euro.
- In data 15 dicembre 2025, il Gruppo, tramite la controllata Enel Green Power Germany, ha acquistato un portafoglio di impianti eolici onshore in Germania per una potenza installata complessiva di 51 MW, per un corrispettivo pari a 44 milioni di euro, di cui 43 per la rilevazione di un credito vantato dal venditore verso le società acquisite. L'operazione ha comportato la rilevazione di un avviamento provvisorio di 44 milioni di euro e di immobili, impianti e macchinari per un valore di 34 milioni di euro. Il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

9. Dati economici e patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica

La rappresentazione dei risultati economici per Settore di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo e per comunicare al mercato i suoi risultati, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo.
La Linea di Business 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 considerando che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.
A tale proposito si evidenzia che dal 2025 il management, nel rappresentare i risultati per Settore di attività, ha ritenuto opportuno associare alle operazioni della distribuzione di energia, e quindi all'ambito del business di Enel Grids, le performance di alcune attività precedentemente considerate nell'ambito del business dei Mercati finali in America Latina, anche in coerenza con i sistemi regolatori dei diversi Paesi. Inoltre, il management, a seguito di una modifica organizzativa, ha deciso di riallocare i dati economici e patrimoniali della società 3SUN da Enel Green Power alla Linea di Business Holding e Servizi. A seguito delle modifiche sopra descritte, i dati riferiti all'anno precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dati economici per Linea di Business

Risultati 2025[1]

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	18.616	7.551	20.294	33.776	109	80.346	-	80.346
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.306	4.098	2.517	1.490	2.014	19.425	(19.425)	-
Totale ricavi	**27.922**	**11.649**	**22.811**	**35.266**	**2.123**	**99.771**	**(19.425)**	**80.346**
Totale costi	26.423	5.220	13.932	30.530	2.340	78.445	(19.425)	59.020
Risultati netti da contratti su commodity	1.226	73	-	(559)	7	747	-	747
Ammortamenti	850	2.111	3.021	901	216	7.099	-	7.099
Impairment	1.179	1.160	498	900	13	3.750	-	3.750
Ripristini di valore	(39)	(19)	(48)	(203)	-	(309)	-	(309)
Risultato operativo	**735**	**3.250**	**5.408**	**2.579**	**(439)**	**11.533**	**-**	**11.533**
Investimenti	**591**	**1.939[2]**	**7.029**	**850**	**262**	**10.671**	**-**	**10.671**

(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 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2024[1]

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	22.126	37.538	(12)	78.947	-	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	13.921	3.299	2.789	2.644	1.956	24.609	(24.609)	-
Totale ricavi	**24.276**	**12.239**	**24.915**	**40.182**	**1.944**	**103.556**	**(24.609)**	**78.947**
Totale costi	22.781	5.542	14.403	34.741	2.500	79.967	(24.609)	55.358
Risultati netti da contratti su commodity	1.673	(22)	-	(1.171)	(3)	477	-	477
Ammortamenti	788	1.697	3.097	842	259	6.683	-	6.683
Impairment	77	425	335	1.343	2	2.182	-	2.182
Ripristini di valore	(17)	(13)	(91)	(171)	(1)	(293)	-	(293)
Risultato operativo	**2.320**	**4.566**	**7.171**	**2.256**	**(819)**	**15.494**	**-**	**15.494**
Investimenti	**673[2]**	**3.055[3]**	**5.868[4]**	**971[5]**	**254[6]**	**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".
(3) Il dato non include 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dati economici per Area Geografica

Risultati 2025[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	39.914	21.383	18.890	*1.315*	*7.893*	*4.133*	*3.508*	*1.524*	*293*	*330*	*(106)*	159	80.346
Ricavi e altri proventi intersettoriali	226	4	103	-	-	*7*	-	-	*(8)*	*6*	*98*	(333)	-
Totale ricavi	**40.140**	**21.387**	**18.993**	***1.315***	***7.893***	***4.140***	***3.508***	***1.524***	***285***	***336***	***(8)***	**(174)**	**80.346**
Totale costi	29.778	15.807	13.389	*1.121*	*5.906*	*2.850*	*1.921*	*772*	*229*	*597*	*(7)*	46	59.020
Risultati netti da contratti su commodity	577	92	70	-	*(1)*	*1*	*1*	*62*	*4*	*2*	*1*	8	747
Ammortamenti	2.609	2.139	2.167	*140*	*652*	*348*	*257*	*520*	*202*	*46*	*2*	184	7.099
Impairment	1.665	625	1.370	*60*	*325*	*64*	*25*	*863*	*(8)*	*44*	*(3)*	90	3.750
Ripristini di valore	(19)	(267)	(22)	-	*(10)*	*1*	*(8)*	*(6)*	-	-	*1*	(1)	(309)
Risultato operativo	**6.684**	**3.175**	**2.159**	***(6)***	***1.019***	***878***	***1.314***	***(563)***	***(134)***	***(349)***	-	**(485)**	**11.533**
Investimenti	**5.807**	**1.995**	**2.646**	***200***	***1.205***	***412***	***642***	***145***	***21***	***21***[2]	**-**	**223**	**10.671**

(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 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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	36.093	21.285	21.444	*1.355*	*7.685*	*3.889*	*3.872*	*1.990*	*359*	*2.344*	*(50)*	125	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	159	11	46	-	-	*9*	-	*1*	*(1)*	*4*	*33*	(216)	-
Totale ricavi	**36.252**	**21.296**	**21.490**	***1.355***	***7.685***	***3.898***	***3.872***	***1.991***	***358***	***2.348***	***(17)***	**(91)**	**78.947**
Totale costi	25.663	15.199	14.295	*1.309*	*5.626*	*3.208*	*2.503*	*798*	*238*	*630*	*(17)*	201	55.358
Risultati netti da contratti su commodity	1.496	(908)	(107)	-	*1*	*(18)*	*(1)*	*(73)*	*(16)*	-	-	(4)	477
Ammortamenti	2.453	1.981	2.027	*145*	*702*	*296*	*264*	*481*	*37*	*102*	-	222	6.683
Impairment	964	534	592	*46*	*238*	*51*	*74*	*148*	*2*	*33*	-	92	2.182
Ripristini di valore	(47)	(218)	(28)	-	*(3)*	-	*(3)*	*(21)*	*(2)*	*1*	-	-	(293)
Risultato operativo	**8.715**	**2.892**	**4.497**	***(145)***	***1.123***	***325***	***1.033***	***512***	***67***	***1.582***	**-**	**(610)**	**15.494**
Investimenti	**5.253**	**1.979**	**3.348**[2]	***179***	***1.286***	***540***	***478***	***833***[3]	***26***	***6***[4]	**-**	**241**[5]	**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 98 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 96 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dati patrimoniali per Linea di Business

Al 31 dicembre 2025

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	6.410	40.884	44.306	961	1.789	94.350	(1)	94.349
Attività immateriali	153	4.958	18.115	4.623	334	28.183	(1)	28.182
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	6	14	621	122	9	772	(3)	769
Crediti commerciali	3.469	2.735	8.767	4.429	1.364	20.764	(6.168)	14.596
Altro	2.034	1.681	3.204	1.233	3.912	12.064	(4.973)	7.091
Attività operative	**12.072**[1]	**50.272**[2]	**75.013**[3]	**11.368**[4]	**7.408**[5]	**156.133**	**(11.146)**	**144.987**
Debiti commerciali	3.383	2.458	5.452	5.068	1.127	17.488	(5.607)	11.881
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	305	197	7.805	52	4	8.363	(35)	8.328
Fondi diversi	3.240	1.794	1.733	737	1.236	8.740	(52)	8.688
Altro	1.216	2.651	9.489	3.805	5.578	22.739	(5.320)	17.419
Passività operative	**8.144**[6]	**7.100**[7]	**24.479**[8]	**9.662**	**7.945**[9]	**57.330**	**(11.014)**	**46.316**

(1) Di cui 38 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 834 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 21 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 31 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 131 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Di cui 158 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(9) Di cui 35 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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	42.395	41.679	975	1.638	94.815	(1)	94.814
Attività immateriali	199	5.048	18.333	4.777	362	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	2.961	8.279	5.600	1.325	22.813	(6.864)	15.949
Altro	6.457	571	2.459	2.984	5.590	18.061	(10.880)	7.181
Attività operative	**19.444**[1]	**50.988**[2]	**71.285**[3]	**14.499**	**8.918**	**165.134**	**(17.748)**	**147.386**
Debiti commerciali	5.104	3.420	5.049	5.520	1.187	20.280	(6.575)	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	1.593	2.380	751	1.273	9.511	(56)	9.455
Altro	5.322	873	9.512	7.211	5.196	28.114	(10.867)	17.247
Passività operative	**14.115**[4]	**6.140**[5]	**24.586**[6]	**13.553**	**7.660**	**66.054**	**(17.517)**	**48.537**

(1) Di cui 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 116 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 37 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Dati patrimoniali per Area Geografica

Al 31 dicembre 2025

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	37.813	24.391	31.187	*2.034*	*4.750*	*7.023*	*5.910*	*10.329*	*647*	*495*	*(1)*	958	94.349
Attività immateriali	2.984	16.091	8.697	*126*	*3.574*	*2.505*	*2.027*	*228*	*(1)*	*237*	*1*	410	28.182
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	61	44	642	*-*	*627*	*-*	*-*	*13*	*1*	*1*	*-*	22	769
Crediti commerciali	6.613	3.093	4.792	*267*	*1.943*	*1.951*	*366*	*159*	*62*	*72*	*(28)*	98	14.596
Altro	2.563	2.818	1.725	*63*	*775*	*342*	*182*	*229*	*169*	*88*	*(123)*	(15)	7.091
Attività operative	**50.034**[1]	**46.437**[2]	**47.043**	***2.490***	***11.669***	***11.821***	***8.485***[3]	***10.958***	***878***[4]	***893***[5]	***(151)***	**1.473**	**144.987**
Debiti commerciali	5.800	1.912	4.895	*372*	*1.591*	*2.004*	*470*	*320*	*71*	*98*	*(31)*	(726)	11.881
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.205	3.873	269	*-*	*226*	*-*	*43*	*-*	*-*	*-*	*-*	(19)	8.328
Fondi diversi	3.263	2.847	1.685	*44*	*759*	*264*	*353*	*219*	*6*	*39*	*1*	893	8.688
Altro	7.553	3.296	4.690	*451*	*2.105*	*626*	*203*	*1.155*	*229*	*45*	*(124)*	1.880	17.419
Passività operative	**20.821**	**11.928**[6]	**11.539**	***867***	***4.681***	***2.894***	***1.069***	***1.694***	***306***[7]	***182***[8]	***(154)***	**2.028**[9]	**46.316**

(1) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 858 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 15 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Di cui 163 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(9) Di cui 35 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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	35.910	23.553	34.457	*2.430*	*4.748*	*7.689*	*5.423*	*12.733*	*891*	*543*	*-*	894	94.814
Attività immateriali	3.070	16.065	9.085	*141*	*3.777*	*2.574*	*2.043*	*324*	*35*	*191*	*-*	499	28.719
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	61	82	560	*-*	*517*	*-*	*-*	*8*	*3*	*32*	*-*	20	723
Crediti commerciali	7.404	3.442	5.013	*246*	*1.585*	*2.456*	*400*	*165*	*92*	*106*	*(37)*	90	15.949
Altro	3.145	2.347	1.591	*76*	*684*	*206*	*196*	*176*	*178*	*91*	*(16)*	98	7.181
Attività operative	**49.590**	**45.489**[1]	**50.706**[2]	***2.893***	***11.311***	***12.925***	***8.062***[3]	***13.406***	***1.199***	***963***[4]	***(53)***	**1.601**	**147.386**
Debiti commerciali	6.774	2.270	5.277	*543*	*1.366*	*2.286*	*435*	*389*	*132*	*160*	*(34)*	(616)	13.705
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.253	3.802	108	*-*	*70*	*-*	*38*	*-*	*-*	*-*	*-*	(33)	8.130
Fondi diversi	3.504	3.000	2.103	*50*	*1.215*	*327*	*302*	*181*	*4*	*24*	*-*	848	9.455
Altro	7.134	3.093	5.545	*490*	*1.971*	*1.102*	*174*	*1.629*	*126*	*68*	*(15)*	1.475	17.247
Passività operative	**21.665**	**12.165**[5]	**13.033**[6]	***1.083***	***4.622***	***3.715***	***949***	***2.199***	***262***	***252***[7]	***(49)***	**1.674**	**48.537**

(1) Di cui 37 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 306 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 49 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 257 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Totale attività	**178.657**	**187.139**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.317	1.456
Altre attività finanziarie non correnti	9.642	9.610
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	935	1.114
Altre attività finanziarie correnti	6.349	8.366
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.065	8.051
Attività per imposte anticipate	8.830	9.025
Crediti tributari	1.331	2.059
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	201	72
Attività di settore	**144.987**	**147.386**
Totale passività	**131.852**	**137.968**
Finanziamenti a lungo termine	56.983	60.000
Derivati finanziari passivi non correnti	3.314	2.915
Altre passività finanziarie non correnti	414	64
Finanziamenti a breve termine	2.975	3.645
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	8.803	7.439
Altre passività finanziarie correnti	3.253	4.429
Passività per imposte differite	7.813	7.951
Debiti per imposte sul reddito	541	1.589
Debiti tributari diversi	886	1.289
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	554	110
Passività di settore	**46.316**	**48.537**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

10.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 78.057 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Vendite energia elettrica	39.844	43.478	(3.634)	-8,4%
Trasporto energia elettrica	12.826	12.072	754	6,2%
Corrispettivi da gestori di rete	1.494	961	533	55,5%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.573	1.747	(174)	-10,0%
Vendite gas	5.169	5.875	(706)	-12,0%
Trasporto gas	670	564	106	18,8%
Vendite di combustibili	1.378	1.578	(200)	-12,7%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	989	1.002	(13)	-1,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.260	1.054	206	19,5%
Vendite di certificati ambientali	72	132	(60)	-45,5%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.237	1.263	(26)	-2,1%
Altre vendite e prestazioni	916	900	16	1,8%
Totale ricavi IFRS 15	**67.428**	**70.626**	**(3.198)**	**-4,5%**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	9.266	4.598	4.668	-
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.339	(1.333)	2.672	-
Altri ricavi diversi	24	23	1	4,3%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**78.057**	**73.914**	**4.143**	**5,6%**

I ricavi da "vendite di energia elettrica" si attestano a 39.844 milioni di euro, in diminuzione di 3.634 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-8,4%), sostanzialmente per i minori volumi venduti, soprattutto in Italia (2.986 milioni di euro) a causa della normalizzazione dei prezzi di vendita nel mercato residenziale e corporate, legata anche alla fine del mercato in regime di tutela, e in Perù (568 milioni di euro) a seguito della cessione delle attività di generazione e distribuzione. Tale decremento è stato in parte compensato dai maggiori ricavi da "trasporto energia elettrica" (754 milioni di euro); l'incremento è particolarmente significativo in Italia (550 milioni di euro) ed è attribuibile all'incremento delle componenti tariffarie di distribuzione e di misura applicate ai clienti in bassa e media tensione.

I "corrispettivi da gestori di rete" registrano un incremento di 533 milioni di euro rispetto al 2024, prevalentemente in Italia, attribuibile ai maggiori corrispettivi riconosciuti per i servizi di sicurezza del sistema elettrico e per i meccanismi di remunerazione della capacità (capacity market).

I ricavi per "vendite gas" nel 2025 sono pari a 5.169 milioni di euro, con un decremento di 706 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è riconducibile alla diminuzione delle quantità vendute e all'aggiornamento delle condizioni contrattuali applicate ai clienti finali principalmente in Italia (605 milioni di euro).

La variazione positiva delle "vendite di commodity da contratti con consegna fisica", misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (4.668 milioni di euro) e dei "risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo" (2.672 milioni di euro) è riferita prevalentemente alla commodity gas ed è dovuta principalmente all'aumento dei prezzi medi rispetto allo scenario di riferimento nel periodo temporale di consegna.

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	1.014	919	95	10,3%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	85	1	84	-
Totale energia	**1.099**	**920**	**179**	**19,5%**
Vendite di gas	8.233	3.599	4.634	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.242	(1.482)	2.724	-
Totale gas	**9.475**	**2.117**	**7.358**	**-**
Vendite di quote di emissioni inquinanti	14	74	(60)	-81,1%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	12	139	(127)	-91,4%
Totale quote di emissioni inquinanti	**26**	**213**	**(187)**	**-87,8%**
Vendita di garanzie di origine	5	6	(1)	-16,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	-	9	(9)	-
Totale garanzie di origine	**5**	**15**	**(10)**	**-66,7%**
Totale ricavi	**10.605**	**3.265**	**7.340**	**-**
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	955	872	83	9,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	81	555	(474)	-85,4%
Totale energia	**1.036**	**1.427**	**(391)**	**-27,4%**
Acquisti di gas	8.125	4.793	3.332	69,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1.088	(2.173)	3.261	-
Totale gas	**9.213**	**2.620**	**6.593**	**-**
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	30	236	(206)	-87,3%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	51	(30)	81	-
Totale quote di emissioni inquinanti	**81**	**206**	**(125)**	**-60,7%**
Acquisti di garanzie di origine	89	14	75	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(2)	(28)	26	92,9%
Totale garanzie di origine	**87**	**(14)**	**101**	**-**
Totale costi	**10.417**	**4.239**	**6.178**	**-**
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	**188**	**(974)**	**1.162**	**-**
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	35	(57)	92	-
Gas	1.596	(647)	2.243	-
Quote di emissioni inquinanti	(54)	(15)	(39)	-
Garanzie di origine	1	9	(8)	-88,9%
Totale	**1.578**	**(710)**	**2.288**	**-**
Contratti di acquisto				
Energia	6	(626)	632	-
Gas	1.518	(1.187)	2.705	-
Quote di emissioni inquinanti	(113)	(37)	(76)	-
Garanzie di origine	(136)	51	(187)	-
Totale	**1.275**	**(1.799)**	**3.074**	**-**
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	**303**	**1.089**	**(786)**	**-72,2%**
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI DI COMMODITY CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	**491**	**115**	**376**	**-**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

	2025									
	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	**27.623**	**794**	**20.498**	**670**	**17.490**	**283**	**29**	**41**	**65.640**	**1.788**

	2024									
	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	**30.167**	**990**	**20.207**	**690**	**18.227**	**239**	**54**	**52**	**68.655**	**1.971**

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	2025	2024
Italia	30.458	30.987
Europa		
Iberia	19.104	19.076
Francia	1.185	1.017
Svizzera	1.795	788
Germania	827	729
Austria	170	93
Slovenia	40	26
Romania	-	17
Grecia	19	18
Belgio	235	30
Repubblica Ceca	138	42
Ungheria	1	-
Olanda	6	68
Regno Unito	3.871	1.692
Altri Paesi europei	2.267	683
America		
Stati Uniti	941	719
Canada	31	42
Messico	274	331
Brasile	7.746	7.561
Cile	3.915	3.793
Perù	69	667
Colombia	3.165	3.512
Argentina	1.216	1.333
Panama	187	213
Costa Rica	19	20
Guatemala	92	84
Altri		
Africa	94	103
Asia	175	249
Oceania	17	21
Totale	**78.057**	**73.914**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

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.
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").

10.b Altri proventi – *Euro 2.289 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Contributi per certificati ambientali[1]	225	294	(69)	-23,5%
Altri contributi in conto esercizio	64	60	4	6,7%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	33	30	3	10,0%
Rimborsi vari	535	401	134	33,4%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	34	2.351	(2.317)	-98,6%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	50	90	(40)	-44,4%
Premi per continuità del servizio	11	12	(1)	-8,3%
Altri proventi	1.337	1.795	(458)	-25,5%
Totale	**2.289**	**5.033**	**(2.744)**	**-54,5%**

(1) Relativamente alla voce "Contributi per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 57 "Programmi ambientali".

Gli altri proventi nel 2025 ammontano a 2.289 milioni di euro, in diminuzione di 2.744 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La riduzione è principalmente riconducibile al calo delle plusvalenze da alienazione di società, pari a 34 milioni di euro nel 2025 rispetto ai 2.351 milioni di euro del 2024 che includevano principalmente i proventi derivanti dalla cessione delle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica in Perù (1.347 milioni di euro) e dalla cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni delle province di Milano e Brescia (989 milioni di euro).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La voce "Altri proventi" si riduce inoltre di 458 milioni di euro rispetto al 2024, principalmente per la riduzione dei ricavi da accordi di tax partnership 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.

	2025							
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	**17.677**	**10.355**	**22.096**	**34.909**	**2.041**	**87.078**	**(19.650)**	**67.428**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	9.657	-	-	-	-	9.657	(391)	9.266
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.339	-	-	-	-	1.339	-	1.339
Altri ricavi diversi	3	4	20	2	16	45	(21)	24
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**28.676**	**10.359**	**22.116**	**34.911**	**2.057**	**98.119**	**(20.062)**	**78.057**
Altri proventi	**(754)**	**1.290**	**695**	**355**	**66**	**1.652**	**637**	**2.289**
TOTALE RICAVI	**27.922**	**11.649**	**22.811**	**35.266**	**2.123**	**99.771**	**(19.425)**	**80.346**

	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**	**10.411**	**22.165**	**39.752**	**1.900**	**93.316**	**(22.690)**	**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**	**10.413**	**22.183**	**39.752**	**1.919**	**98.377**	**(24.463)**	**73.914**
Altri proventi	**166**	**1.826**	**2.732**	**430**	**25**	**5.179**	**(146)**	**5.033**
TOTALE RICAVI	**24.276**	**12.239**	**24.915**	**40.182**	**1.944**	**103.556**	**(24.609)**	**78.947**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Costi

11.a Energia elettrica, gas e combustibile – *Euro 33.869 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Energia elettrica	17.487	19.348	(1.861)	-9,6%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*955*	*872*	*83*	*9,5%*
Gas	13.875	10.739	3.136	29,2%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*8.125*	*4.793*	*3.332*	*69,5%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	1.169	(1.618)	2.787	-
Combustibile nucleare	121	103	18	17,5%
Altri combustibili	1.217	1.710	(493)	-28,8%
Totale	**33.869**	**30.282**	**3.587**	**11,8%**

I costi per l'acquisto di "energia elettrica" si decrementano di 1.861 milioni di euro, principalmente:

- in Italia (1.347 milioni di euro) soprattutto per la contrazione dei volumi connessa al superamento del mercato della maggior tutela e all'adozione di una strategia per il mercato libero focalizzata sui segmenti consumer e small business;
- in Colombia (551 milioni di euro) prevalentemente per l'incremento della produzione di energia elettrica, soprattutto da fonte idroelettrica, rispetto all'esercizio 2024 che era stato impattato dal fenomeno climatico anomalo "El Niño";
- in Perù (219 milioni di euro) per la cessione delle attività di generazione e distribuzione.

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'incremento dei costi per l'acquisto di energia elettrica in Spagna (447 milioni di euro) per l'aumento dei costi medi.

L'incremento dei costi per l'acquisto di "gas", pari a 3.136 milioni di euro, è riferito essenzialmente ai contratti d'acquisto valutati al fair value e riflette essenzialmente l'incremento dei prezzi medi.

I risultati negativi da valutazione al fair value dei contratti d'acquisto di energia e gas chiusi nel periodo registrano un incremento di 2.787 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riconducibile essenzialmente alla commodity gas.

Il decremento della voce "Altri combustibili", pari a 493 milioni di euro, si riferisce soprattutto all'Italia e alla Spagna e riflette prevalentemente la riduzione di energia prodotta da fonte termoelettrica.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

11.b Servizi e altri materiali – *Euro 19.455 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Vettoriamenti passivi	9.598	9.207	391	4,2%
Manutenzioni e riparazioni	1.038	1.216	(178)	-14,6%
Telefonici e postali	149	174	(25)	-14,4%
Servizi di comunicazione	157	166	(9)	-5,4%
Servizi informatici	691	744	(53)	-7,1%
Godimento beni di terzi	632	813	(181)	-22,3%
Costi per servizi connessi al business dell'energia elettrica e del gas	1.127	1.111	16	1,4%
Business dei servizi a valore aggiunto	743	697	46	6,6%
Servizi per la realizzazione di lavori e servizi su ordinazione	259	288	(29)	-10,1%
Servizi per accordi per servizi in concessione	607	451	156	34,6%
Altri servizi	1.864	1.927	(63)	-3,3%
Costi per certificati ambientali non destinati alla compliance	199	348	(149)	-42,8%
- di cui relativi a contratti d'acquisto di quote di emissioni inquinanti e garanzie di origine con consegna fisica (IFRS 9)	*119*	*250*	*(131)*	*-52,4%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di quote di emissioni inquinanti e garanzie di origine con consegna fisica chiusi nel periodo	49	(58)	107	-
Altri materiali	2.342	2.156	186	8,6%
Totale	**19.455**	**19.240**	**215**	**1,1%**

L'aumento dei costi per i "vettoriamenti passivi", di 391 milioni di euro, è dovuto principalmente all'applicazione di provvedimenti tariffari specifici stabiliti dalle autorità in Italia e nella regione iberica.

La riduzione dei costi relativi a "manutenzioni e riparazioni", pari a 178 milioni di euro, è attribuibile principalmente al rilascio del "fondo smantellamento, rimozione e bonifica del sito" di impianti termoelettrici in Italia.

I costi per "godimento beni di terzi" diminuiscono di 181 milioni di euro, principalmente in Spagna (112 milioni di euro) e in Italia (58 milioni di euro), soprattutto per la riduzione dei canoni per le concessioni idroelettriche.

I costi per "servizi per accordi per servizi in concessione" registrano un incremento di 156 milioni di euro in Brasile.

La diminuzione dei costi per "certificati ambientali non destinati alla compliance" (pari a 149 milioni di euro) è riconducibile principalmente ai contratti di acquisto valutati al fair value (131 milioni di euro), in relazione alla riduzione degli acquisti per le quote di emissione inquinanti.
Tale effetto è stato parzialmente compensato da un incremento di 107 milioni di euro dei risultati negativi da valutazione al fair value dei contratti chiusi nel periodo, anch'esso riferito prevalentemente alle quote di emissioni inquinanti per un incremento dei prezzi medi a consuntivo.

L'incremento dei costi di acquisto di "altri materiali" di 186 milioni di euro è relativo prevalentemente all'Italia.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

11.c Costo del personale – *Euro 4.740 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Salari e stipendi	3.295	3.350	(55)	-1,6%
Oneri sociali	937	932	5	0,5%
Trattamento di fine rapporto	118	114	4	3,5%
Benefíci successivi al rapporto di lavoro e altri benefíci a lungo termine	100	68	32	47,1%
Incentivi all'esodo	23	47	(24)	-51,1%
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	74	227	(153)	-67,4%
Altri costi	193	200	(7)	-3,5%
Totale	**4.740**	**4.938**	**(198)**	**-4,0%**

Il costo del personale dell'esercizio 2025, pari a 4.740 milioni di euro, registra una diminuzione di 198 milioni di euro.

La diminuzione dei "salari e stipendi" è rilevata prevalentemente negli Stati Uniti (46 milioni di euro) ed è dovuta alla minore consistenza media del personale dipendente nel Paese rispetto al 2024.

La diminuzione degli "incentivi all'esodo" e degli "incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" è prevalentemente dovuta ai minori costi rilevati in Italia rispetto allo scorso esercizio (171 milioni di euro) per l'accantonamento del fondo *ex* art. 4 (legge n. 92/2012) riferito al periodo 2025-2028.

L'organico aumenta di 1.275 risorse. La variazione è dovuta al saldo positivo tra le assunzioni e le cessazioni (+1.219 risorse) determinato principalmente dalle assunzioni nelle Reti in Italia e Brasile e dalle variazioni di perimetro (+56 risorse), dovute prevalentemente all'acquisizione di Corporación Acciona Hidráulica SL in Spagna ed Ewiva in Italia.

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 2025.

	Consistenza media[1]		Consistenza[1]
N.	2025	2024	al 31.12.2025
Manager	1.230	1.285	1.215
Middle manager	11.887	12.062	12.011
White collar	28.042	29.872	27.805
Blue collar	19.498	17.057	20.603
Totale	**60.657**	**60.276**	**61.634**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

11.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – *Euro 1.106 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Impairment di crediti commerciali	1.176	1.337	(161)	-12,0%
Impairment di altri crediti	199	234	(35)	-15,0%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.375**	**1.571**	**(196)**	**-12,5%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(262)	(244)	(18)	-7,4%
Ripristini di valore di altri crediti	(7)	(4)	(3)	-75,0%
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(269)**	**(248)**	**(21)**	**-8,5%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI	**1.106**	**1.323**	**(217)**	**-16,4%**

Il decremento della voce "Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti" di 217 milioni di euro è riconducibile prevalentemente alla riduzione degli impairment netti dei crediti commerciali soprattutto in Italia.

11.e Ammortamenti e altri impairment – *Euro 9.434 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	5.359	4.896	463	9,5%
Ammortamento investimenti immobiliari	2	2	-	-
Ammortamento attività immateriali	1.739	1.785	(46)	-2,6%
Impairment di attività immobilizzate	2.375	611	1.764	-
Ripristini di valore	(41)	(45)	4	8,9%
Totale	**9.434**	**7.249**	**2.185**	**30,1%**

L'incremento della voce "Ammortamenti e altri impairment" risente essenzialmente dei maggiori adeguamenti di valore delle attività immobilizzate nonché dell'incremento degli ammortamenti gli immobili, impianti e macchinari, quali conseguenza dell'entrata in esercizio nell'anno precedente di impianti di energia rinnovabile, principalmente in Italia, Spagna, Stati Uniti e Messico.

Gli impairment di attività immobilizzate del 2025 riguardano:

- gli "immobili, impianti e macchinari", per 2.022 milioni di euro, relativi prevalentemente:
  - all'Italia per adeguamenti di valore su impianti termoelettrici (1.124 milioni di euro), infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (26 milioni di euro) e impianti di energia rinnovabile (11 milioni di euro);
  - al Nord America (739 milioni di euro) per impairment di sistemi di accumulo di energia (BESS) negli Stati Uniti e impianti eolici in Canada;
  - alla Spagna (88 milioni di euro) principalmente per impairment di impianti di energia rinnovabile e lavori in corso sulla rete di distribuzione;
  - al Cile (31 milioni di euro) per adeguamenti di valore di un impianto solare in costruzione;
- le "attività immateriali", per 309 milioni di euro, relativi prevalentemente ad adeguamenti di valore di licenze, diritti e permessi legati a progetti di energia rinnovabile in Spagna, Stati Uniti, Brasile e Italia e a piattaforme software in Italia nel segmento del Retail;
- le attività immobilizzate della voce "Attività (o gruppi) in dismissione classificate come possedute per la vendita", per 44 milioni di euro, riguardanti soprattutto l'adeguamento di valore del business delle rinnovabili in India (38 milioni di euro).

Con riferimento agli adeguamenti di valore relativi agli impianti termoelettrici in Italia, questi riguardano prevalentemente impianti a cicli combinati a gas (CCGT) per 879 milioni di euro e un impianto a carbone per 189 milioni di euro.
In particolare, al fine di riflettere l'evoluzione del modello industriale e regolatorio, al 31 dicembre 2025 gli impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato (CCGT) sono stati espunti dalla CGU unica "Generazione Italia"; infatti, la gestione di tali impianti non è più riconducibile a una logica di gestione integrata del portafoglio a causa di un utilizzo quasi esclusivamente orientato alla gestione

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sul mercato della capacità piuttosto che di un utilizzo sulla Borsa elettrica.
Quanto sopra riportato vale per tutti gli impianti italiani di produzione termoelettrica a ciclo combinato (CCGT) a eccezione dell'impianto di Fusina, che ancora opera sulla Borsa elettrica ed è pertanto gestito in una logica di portafoglio integrato.
Il mutato contesto operativo di tali impianti ha reso necessaria la stima del valore recuperabile degli stessi, così come definito dallo "IAS 36 - Riduzione di valore delle attività", al fine di verificare l'eventuale presenza di perdita di valore.
Nello specifico, per gli impianti termoelettrici sopra citati, il processo di impairment è stato condotto separatamente per ciascun impianto. Il valore netto contabile, rappresentato dal Capitale Investito Netto (CIN), è stato confrontato con il valore recuperabile, calcolato come valore d'uso mediante il metodo finanziario del "Discounted Cash Flow" nella versione "unlevered".
Il test è stato condotto utilizzando una vita utile residua considerando un primo periodo di normale esercizio degli impianti e un periodo successivo in cui si considera solo la disponibilità degli stessi finalizzata a esigenze di sistema. Il tasso di sconto pre-tax utilizzato è pari a 7,9%.

L'esito del test di impairment ha manifestato un valore d'uso incapiente rispetto al CIN e pertanto si è reso necessario procedere a una svalutazione parziale dello stesso.

Con riferimento all'impianto a carbone, sulla base degli sviluppi del complesso panorama regolatorio e di settore, si è reso necessario l'aggiornamento delle assunzioni circa l'orizzonte temporale di recupero degli investimenti in essere. In particolare, a fronte dell'avanzamento di opere come il cosiddetto "Tyrrhenian Link", la stima all'orizzonte temporale di phase-out è stata anticipata. In considerazione dello scenario e delle assunzioni appena descritte, il management ha effettuato l'analisi di recuperabilità del valore iscritto al 31 dicembre 2025 dell'impianto nelle stesse modalità sopra descritte per gli impianti a gas.
L'esito del test di impairment ha manifestato un valore d'uso incapiente rispetto al CIN e pertanto si è reso necessario procedere a una svalutazione parziale dello stesso. La vita utile residua dell'impianto è stata adeguata coerentemente con la modifica circa le stime dell'orizzonte temporale di funzionamento.

Per quanto riguarda, invece, il Nord America, questi riguardano sistemi di accumulo negli Stati Uniti per 606 milioni di euro e impianti eolici in Canada per 133 milioni di euro.

In particolare, nel corso del 2025, in Nord America, è stato rilevato un perdurante ed evidente calo della redditività attuale e prospettica rispetto alle attese originarie degli impianti di stoccaggio con batterie (ovvero, BESS) del mercato ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), a causa della saturazione dei servizi ancillari e della contrazione dei relativi spread. È stato inoltre osservato un fenomeno di progressiva obsolescenza della tecnologia in oggetto che aumenta il rischio di anticipata sostituzione o repowering.
Pertanto, in considerazione dei trigger verificatisi e del fatto che tali sistemi di stoccaggio prevedono una struttura di flussi finanziari largamente indipendenti rispetto a quelli generati dal resto degli impianti di generazione, è stata condotta una valutazione circa la loro recuperabilità separatamente dal resto degli impianti. Da tale valutazione è emersa la necessità di procedere all'adeguamento parziale di valore dei suddetti sistemi di accumulo di energia.
Il test è stato condotto utilizzando un tasso di sconto pre-tax pari all'8,7%.

Gli impairment di attività immobilizzate del 2024 includevano prevalentemente:
- gli adeguamenti di valore di alcuni impianti fotovoltaici in Italia per 36 milioni di euro ed eolici negli Stati Uniti per 45 milioni di euro;
- la riduzione di valore di taluni progetti di energia rinnovabile in Spagna, Brasile, Cile, Stati Uniti e Italia per 223 milioni di euro;
- gli impairment rilevati su alcuni software, piattaforme informatiche e attività a supporto del business di Enel X in Italia e gli adeguamenti di valore di attività legate al business della mobilità elettrica per 120 milioni di euro principalmente in Italia e negli Stati Uniti;
- gli adeguamenti di valore delle attività immobilizzate della voce "Attività (o gruppi) in dismissione classificate come possedute per la vendita" per 122 milioni di euro riguardanti soprattutto il business delle rinnovabili in India (38 milioni di euro), il progetto eolico colombiano di Windpeshi (46 milioni di euro) e le attività riferite al business dello storage in Nord America cedute nel corso del 2024.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

11.f Altri costi operativi – *Euro 4.215 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Oneri di sistema - Certificati ambientali[1]	1.325	1.449	(124)	-8,6%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	312	175	137	78,3%
Altri oneri per imposte e tasse	1.436	1.341	95	7,1%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	405	4	401	-
Contributi straordinari di solidarietà	-	138	(138)	-
Altri	737	833	(96)	-11,5%
Totale	**4.215**	**3.940**	**275**	**7,0%**

(1) Relativamente alla voce "Oneri di sistema - Certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 57 "Programmi ambientali".

Gli "altri oneri connessi al sistema elettrico e gas" registrano un incremento di 137 milioni di euro, principalmente attribuibile all'aumento degli oneri per il Bonus Sociale in Spagna (182 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione degli oneri dovuti al mancato raggiungimento degli standard qualitativi nel settore elettrico prevalentemente in America Latina.

L'incremento degli "altri oneri per imposte e tasse", pari a 95 milioni di euro, si riferisce alla Spagna (104 milioni di euro) ed è riconducibile prevalentemente al maggior impatto dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica (IVPEE) rilevata in Spagna e reintrodotta con un sistema di aliquote graduali nel 2024 dal Regio Decreto 8/2023.

Le "minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni" rilevate nel 2025 sono riferite essenzialmente:

- al perfezionamento della cessione della quota residua in Slovak Power Holding BV, in relazione al quale sono state rilasciate a Conto economico le riserve negative di OCI relative a tale partecipazione, pari a 341 milioni di euro;
- alla rilevazione di minusvalenze per 57 milioni di euro in Enel Green Power North America a seguito del perfezionamento dell'operazione di asset swap con Gulf Pacific Power (GPP) per effetto del quale il Gruppo Enel ha incrementato la sua partecipazione in alcune società titolari di impianti eolici portandola al 51% e ha ceduto alcune partecipazioni collegate in impianti eolici e l'intera partecipazione di un altro impianto eolico;
- la minusvalenza di 3 milioni di euro in Enel X Srl in relazione all'acquisizione del controllo totalitario della società Ewiva Srl, in precedenza detenuta per il 50% e rilevata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto.

I "contributi straordinari di solidarietà" si riferiscono al contributo rilevato, nel 2024, in Spagna per 138 milioni di euro a seguito dell'introduzione della Legge n. 38 del 27 dicembre 2022. Tale contributo non risulta più dovuto a partire dal 2025.

11.g Costi per lavori interni capitalizzati – *Euro (3.259) milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Personale	(1.089)	(1.064)	(25)	-2,3%
Materiali	(1.434)	(1.237)	(197)	-15,9%
Altri	(736)	(741)	5	0,7%
Totale	**(3.259)**	**(3.042)**	**(217)**	**-7,1%**

Gli oneri capitalizzati ammontano a 3.259 milioni di euro e sono in aumento di 217 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente in relazione ai lavori eseguiti sulla rete di distribuzione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

12. Risultati netti da contratti su commodity – *Euro 747 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Derivati su commodity				
Proventi da derivati designati come strumenti di copertura	162	876	(714)	-81,5%
Proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	3.680	2.517	1.163	46,2%
Proventi da derivati su commodity	**3.842**	**3.393**	**449**	**13,2%**
Oneri da derivati designati come strumenti di copertura	412	1.208	(796)	-65,9%
Oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.986	2.797	189	6,8%
Oneri da derivati su commodity	**3.398**	**4.005**	**(607)**	**-15,2%**
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	**444**	**(612)**	**1.056**	**-**
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	1.578	(710)	2.288	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	(1.275)	1.799	(3.074)	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	**303**	**1.089**	**(786)**	**-72,2%**
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	**747**	**477**	**270**	**56,6%**

I risultati netti da contratti su commodity sono positivi per 747 milioni di euro nel 2025, in crescita rispetto ai 477 milioni di euro del 2024. Tali risultati si riferiscono alle operazioni di copertura del rischio prezzo e cambio su commodity e sono così composti:

- proventi netti da derivati su commodity pari complessivamente a 444 milioni di euro, rispetto a oneri netti per 612 milioni di euro registrati nel 2024. In particolare, sono stati rilevati proventi netti su derivati al fair value a Conto economico per 694 milioni di euro, in miglioramento rispetto al 2024, quando erano stati contabilizzati oneri netti per 280 milioni di euro. Inoltre, si segnalano minori oneri netti su derivati designati come strumenti di copertura per 250 milioni di euro (332 milioni di euro nel 2024);
- risultati netti positivi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere al 31 dicembre 2025 per 303 milioni di euro, in riduzione di 786 milioni di euro rispetto al 2024.

L'aumento complessivo dei proventi netti, pari a 270 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile alla performance dei derivati di copertura del rischio prezzo su commodity, influenzata in maniera significativa delle oscillazioni dei prezzi sul mercato.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – *Euro (2.221) milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	664	2.212	(1.548)	-70,0%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	207	508	(301)	-59,3%
Totale proventi	**871**	**2.720**	**(1.849)**	**-68,0%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(2.876)	(620)	(2.256)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(216)	(403)	187	46,4%
Totale oneri	**(3.092)**	**(1.023)**	**(2.069)**	**-**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(2.221)**	**1.697**	**(3.918)**	**-**

Nel 2025 si sono riconosciuti oneri netti per 2.221 milioni di euro, rispetto ai proventi netti per 1.697 milioni di euro nel 2024. La variazione negativa per 3.918 milioni di euro è dovuta a:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura, pari a 2.212 milioni di euro (a fronte di proventi netti per 1.592 milioni di euro nel 2024), riferiti a relazioni di copertura di cash flow hedge;
- oneri netti relativi a derivati al fair value a Conto economico, pari a 9 milioni di euro (contro proventi netti per 105 milioni di euro nel 2024).

I risultati netti, rilevati nel 2025 e nel 2024, su derivati sia 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 50 "Derivati ed hedge accounting".

14. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – *Euro (848) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie non correnti	155	256	(101)	-39,5%
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie correnti	198	359	(161)	-44,8%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**353**	**615**	**(262)**	**-42,6%**
Differenze positive di cambio	**3.344**	**1.320**	**2.024**	**-**
Proventi da partecipazioni	**1**	**2**	**(1)**	**-50,0%**
Proventi da iperinflazione	**785**	**1.953**	**(1.168)**	**-59,8%**
Altri proventi	**471**	**472**	**(1)**	**-0,2%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**4.954**	**4.362**	**592**	**13,6%**

Gli altri proventi finanziari, pari a 4.954 milioni di euro, registrano un incremento di 592 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è essenzialmente riconducibile:

- all'incremento delle "differenze positive di cambio" per 2.024 milioni di euro, riferito soprattutto a Enel Finance International (2.116 milioni di euro) ed Enel Américas (107 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione dei proventi rilevata in Enel Chile (309 milioni di euro);
- alla riduzione dei "proventi da iperinflazione" per 1.168 milioni di euro rilevati dalle società argentine in relazio-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

ne all'applicazione dello IAS 29. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025;

- alla diminuzione degli "interessi attivi al tasso effettivo" riferita prevalentemente a Enel Finance International, Enel Américas, Endesa ed Enel SpA.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	836	1.001	(165)	-16,5%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.749	2.057	(308)	-15,0%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	261	393	(132)	-33,6%
Totale interessi passivi	**2.846**	**3.451**	**(605)**	**-17,5%**
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	**-**	**59**	**(59)**	**-**
Differenze negative di cambio	**984**	**3.002**	**(2.018)**	**-67,2%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**85**	**142**	**(57)**	**-40,1%**
Attualizzazione altri fondi	**335**	**291**	**44**	**15,1%**
Oneri da partecipazioni	**1**	**-**	**1**	**-**
Oneri da iperinflazione	**622**	**1.632**	**(1.010)**	**-61,9%**
Altri oneri	**929**	**883**	**46**	**5,2%**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**5.802**	**9.460**	**(3.658)**	**-38,7%**

Gli "altri oneri finanziari", pari a 5.802 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 3.658 milioni di euro rispetto al 2024 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- il decremento degli oneri relativi alle differenze negative di cambio per 2.018 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Finance International (1.103 milioni di euro), Enel Américas (391 milioni di euro) ed Enel Chile (425 milioni di euro);
- la riduzione degli oneri da iperinflazione per 1.010 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29;
- i minori interessi passivi per 605 milioni di euro, legati principalmente alla riduzione del debito medio del periodo.

15. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (74) milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Proventi da partecipazioni in società a controllo congiunto e collegate	91	89	2	2,2%
Oneri da partecipazioni in società a controllo congiunto e collegate	(165)	(299)	134	44,8%
Totale	**(74)**	**(210)**	**136**	**64,8%**

La riduzione della quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si riferisce essenzialmente alla rilevazione nel 2024 dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding BV (197 milioni di euro), a seguito della sottoscrizione di un accordo tra Enel Produzione ed EPH, tramite il quale quest'ultima ha acquisito, nel 2025, il residuo 50% del capitale sociale di Slovak Power Holding BV.

Tale effetto, è stato parzialmente compensato:

- dalla rilevazione di adeguamenti di valore di alcune partecipazioni di EGPNA Renewable Energy Partners e Rocky Caney (22 milioni di euro) riclassificate come possedute per la vendita e cedute nel 2025, nell'ambito dell'operazione di asset swap negli Stati Uniti, nonché dalla rilevazione della riduzione di valore della partecipazione in Cogenio Srl (8 milioni di euro);
- dall'incremento dei risultati negativi *pro quota* di pertinenza del Gruppo essenzialmente relativi a Principia Energy e Gridspertise.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

16. Imposte – *Euro 2.773 milioni*

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Imposte correnti	3.167	3.873	(706)	-18,2%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(213)	(91)	(122)	-
Totale imposte correnti	**2.954**	**3.782**	**(828)**	**-21,9%**
Imposte differite	189	(33)	222	-
Imposte anticipate	(370)	(95)	(275)	-
TOTALE	**2.773**	**3.654**	**(881)**	**-24,1%**

Le imposte di competenza del 2025 ammontano a 2.773 milioni di euro, con un decremento di 881 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.
L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2025 è del 33%, a fronte del 31% nel 2024.
Tale maggiore incidenza risente:

- del maggior impatto degli adeguamenti di valore soprattutto in Italia, Spagna, Stati Uniti, Messico e Canada;
- del diverso impatto delle operazioni di Merger & Acquisition del 2025 rispetto all'anno precedente.
  Nel 2025 sul tax rate effettivo ha inciso l'impatto fiscale della cessione del capitale sociale detenuto in Slovak Power Holding BV, società titolare del 66% di Slovenské elektrárne AS e valutata con il metodo del patrimonio netto.
  Nel 2024 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;
- della rilevazione nel 2024 di imposte anticipate su annualità precedenti in Brasile legate alla non imponibilità dei proventi da rivalutazione di crediti fiscali (113 milioni di euro).

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 24.
La tabella seguente ha l'obiettivo di illustrare la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo iscritto a bilancio. L'imposta teorica è stata calcolata applicando al risultato *ante* imposte l'aliquota fiscale ordinaria vigente in Italia (IRES), pari al 24%. Lo scostamento rispetto alle imposte effettive di competenza del Gruppo è riconducibile principalmente agli effetti dell'imposizione locale, all'impatto delle differenti aliquote fiscali applicate nelle giurisdizioni estere in cui il Gruppo opera rispetto a quella teorica di riferimento, alle differenze permanenti tra il risultato civilistico e il reddito imponibile (quali proventi esenti e oneri indeducibili), nonché agli effetti fiscali connessi ad adeguamenti di valore e a operazioni straordinarie intervenute nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro	2025		2024	
Risultato prima delle imposte	**8.390**		**11.883**	
Imposte teoriche	2.014	24%	2.852	24%
Delta effetto fiscale su adeguamenti di valore	157		44	
Delta effetto fiscale su operazioni M&A	71		173	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	(41)		(20)	
Registrazione imposte anticipate in Brasile per non imponibilità proventi da rivalutazione crediti fiscali	-		(113)	
Write-off imposte anticipate	83		91	
IRAP	362		383	
Indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna	-		33	
Proventi da rivalutazione di crediti fiscali non tassabili in Brasile	(27)		-	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	154		211	
Totale	**2.773**		**3.654**	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

17. 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 2025 è pari a 133.554.875 prive di valore nominale (12.079.670 al 31 dicembre 2024).

Milioni di euro	2025	2024
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	**4.225**	**7.016**
di cui:		
- continuing operation	4.261	7.016
- discontinued operation	(36)	-
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(266)	(246)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.959**	**6.770**
di cui:		
- continuing operation	3.995	6.770
- discontinued operation	(36)	-
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	(46.491.576)	(10.830.775)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	331.476	301.812
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.120.519.846	10.156.150.983
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**3.959**	**6.770**
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	**3.959**	**6.770**
di cui:		
- continuing operation	3.995	6.770
- discontinued operation	(36)	-
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.120.519.846	10.156.150.983
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	**10.120.519.846**	**10.156.150.983**
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,39	0,67
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,39	0,67
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	-	-
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,39	0,67
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,39	0,67
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	-	-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

18. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 93.675 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2025 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	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**
Investimenti	4	55	2.636	26	76	-	7	5.700	8.504
Passaggi in esercizio	20	1.997	6.848	9	32	17	154	(9.077)	-
Differenze di cambio	(9)	(391)	(2.277)	(2)	(19)	(97)	-	(400)	(3.195)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	1.290	-	-	48	-	18	1.356
Dismissioni	(4)	(2)	(105)	(1)	(2)	(108)	-	(27)	(249)
Ammortamenti	-	(315)	(4.336)	(25)	(124)	(514)	(35)	-	(5.349)
Impairment	(6)	(302)	(1.503)	-	(1)	(80)	-	(130)	(2.022)
Ripristini di valore	-	-	38	-	-	-	-	-	38
Leasing	-	-	-	-	-	538	-	-	538
Altri movimenti	(1)	(50)	(110)	-	13	189	(3)	109	147
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(22)	(38)	(805)	-	(8)	43	-	153	(677)
Totale variazioni	**(18)**	**954**	**1.676**	**7**	**(33)**	**36**	**123**	**(3.654)**	**(909)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	648	14.757	179.159	625	1.676	4.861	763	7.577	210.066
Fondo ammortamento	-	6.139	105.959	499	1.324	1.997	473	-	116.391
Consistenza al 31.12.2025	**648**	**8.618**	**73.200**	**126**	**352**	**2.864**	**290**	**7.577**	**93.675**

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 20.

Gli "immobili, impianti e macchinari" subiscono un decremento di 909 milioni di euro. Tale variazione è dovuta principalmente agli ammortamenti, agli impairment, alle differenze cambio e agli attivi riclassificati come posseduti per la vendita, i quali sono stati solo parzialmente compensati dagli investimenti del periodo, dalle variazioni del perimetro di consolidamento e da altri movimenti.

Le "differenze di cambio" hanno avuto un impatto negativo pari a 3.195 milioni di euro, prevalentemente in Nord America per 1.443 milioni di euro, in Argentina per 908 milioni di euro e in Cile per 781 milioni di euro. Gli "ammortamenti" del periodo, pari a 5.349 milioni di euro, sono relativi all'Italia per 2.059 milioni di euro, alla Spagna per 1.700 milioni di euro e al Resto del Mondo per 1.590 milioni di euro.
Gli "impairment" rilevati nell'esercizio 2025 risultano pari a 2.022 milioni di euro e sono riconducibili prevalentemente all'Italia per adeguamenti di valore su impianti termoelettrici (1.124 milioni di euro), infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (26 milioni di euro) e impianti di energia rinnovabile (11 milioni di euro), al Nord America (739 milioni di euro) per sistemi di accumulo di energia (BESS) e impianti eolici, alla Spagna (88 milioni di euro) principalmente per impianti di energia rinnovabile e al Cile (31 milioni di euro) per un impianto solare in costruzione.
Per maggiori dettagli circa gli adeguamenti di valore di immobili, impianti e macchinari si rimanda alla nota 11.e "Ammortamenti e altri impairment".

La variazione negativa risente inoltre delle riclassificazioni tra le "Attività possedute per la vendita" degli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power México (672 milioni di euro) e di Lindahl Wind Project (99 milioni di euro), poi ceduta nell'ambito di un accordo di asset swap negli Stati Uniti, parzialmente compensata dal ripristino della classificazione di Enel Generación Piura in Perù tra le attività "held for use" (121 milioni di euro).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gli investimenti del 2025 per gli "immobili, impianti e macchinari" presentano un valore di 8.504 milioni di euro e di 1.125 milioni di euro per le "attività immateriali" (per il cui dettaglio si rimanda alla nota 22), per un totale di 9.629 milioni di euro, di seguito sintetizzati per tipologia.

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	373	444	(71)	-16,0%
- idroelettrici	402	402	-	-
- geotermoelettrici	323	119	204	-
- nucleare	166	167	(1)	-0,6%
- con fonti energetiche alternative	958	1.866	(908)	-48,7%
Totale impianti di produzione	**2.222**	**2.998**	**(776)**	**-25,9%**
Reti di distribuzione di energia elettrica[1]	5.987	5.024	963	19,2%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	172	231	(59)	-25,5%
Enel X Way (e-Mobility)	67	94	(27)	-28,7%
Retail	611	660	(49)	-7,4%
Altro	570	970	(400)	-41,2%
TOTALE	**9.629**	**9.977**	**(348)**	**-3,5%**

(1) I valori del 2025 non considerano 1.042 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (844 milioni di euro nel 2024).

Gli investimenti del Gruppo hanno riguardato principalmente le reti di distribuzione al fine di migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio, assicurare una maggiore resilienza delle reti agli eventi climatici estremi e massimizzare la remunerazione degli attivi. In particolare, gli aumenti sono concentrati in Italia, Spagna, Brasile, Cile, Argentina e Colombia.
La riduzione degli investimenti in impianti con fonti energetiche alternative riflette essenzialmente il diverso approccio alla crescita nel settore delle rinnovabili con un maggior focus orientato versi impianti già operativi (brownfield) in modo da ridurre il rischio di sviluppo e costruzione e quindi migliorare la redditività degli investimenti.
Infatti, se si considera tra gli investimenti brownfield l'acquisizione in Spagna di 34 impianti idroelettrici e quella di un portafoglio di impianti eolici, negli Stati Uniti di due impianti eolici nell'ambito di un accordo di asset swap, in Germania di due impianti eolici, l'ammontare degli investimenti complessivi (in immobilizzazioni e in società proprietarie di impianti) effettuati nell'esercizio risulta essere in aumento di 746 milioni di euro rispetto dell'esercizio precedente.

Le "variazioni del perimetro di consolidamento", pari a 1.356 milioni di euro, sono dovute alle acquisizioni in Spagna di impianti idroelettrici ed eolici, che hanno comportato un incremento di attività materiali di 983 milioni di euro, negli Stati Uniti di due impianti eolici, con un incremento associato di 252 milioni di euro, in Germania di due impianti eolici, con un incremento associato di 34 milioni di euro, nonché al consolidamento col metodo integrale di Ewiva a seguito di acquisizione della quota residuale del 50%, che ha generato un incremento degli immobili, impianti e macchinari di 87 milioni di euro.

Gli "altri movimenti" presentano un incremento di 147 milioni di euro e includono prevalentemente l'adeguamento di oneri smantellamento e ripristino impianti per 73 milioni di euro e riferibili principalmente a Italia, Colombia e Stati Uniti, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 481 milioni di euro e l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 64 milioni di euro (dettagliati nella successiva tabella). Gli "altri movimenti" includono inoltre, a diminuzione del valore dell'attivo, i contributi in conto impianti ricevuti in Italia per 415 milioni di euro e riclassifiche da attività materiali a magazzino per 53 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	2025	Tasso %	2024	Tasso %	2025-2024	
EGP North America	1	7,9%	55	7,9%	(54)	-98,2%
EGP México	4	7,7%	12	9,9%	(8)	-66,7%
Gruppo Enel Américas	23	10,6%	32	7,4%	(9)	-28,1%
Gruppo Enel Chile	6	6,5%	(1)	6,0%	7	-
Gruppo Endesa	9	3,3%	11	3,6%	(2)	-18,2%
Gruppo Enel Italia	18	3,7%	49	5,1%	(31)	-63,3%
Nuove Energie	3	2,3%	3	3,0%	-	-
Totale	**64**		**161**		**(97)**	**-60,2%**

Al 31 dicembre 2025, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 4.561 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	15-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 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)	10-30 anni

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

19. 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 2025.

Milioni di euro	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2025	al 31.12.2024	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	-	1.143	1.188	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.221	1.175	1.667

Le attività a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.041 milioni di euro (8.040 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e sono riferibili alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna, Colombia e Cile, per le quali 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 si riferiscono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il relativo valore di iscrizione in bilancio. Le variazioni in Cile e Colombia sono relative al tasso di cambio dei due Paesi rispetto alla moneta del Gruppo.

Le attività relative agli accordi per servizi in concessione, rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si riferiscono a infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione e di generazione di energia elettrica in Brasile e in misura residuale in Costa Rica.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito si riepilogano gli elementi di tali concessioni.

Milioni di euro	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale riconosciuto tra le attività immateriali da contratti con clienti al 31.12.2025	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie da contratti con clienti al 31.12.2025	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2025	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2025
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1996-2026	1 anno	Sì	113	-	1.511	295
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	3 anni	Sì	198	-	1.337	353
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	21 anni	No	-	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	21 anni	No	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	22 anni	No	-	-	243	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	3 anni	Sì	279	-	1.715	541
Luz de Angra Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2021-2036	11 anni	Sì	-	2	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2045	20 anni	Sì	-	6	-	-
Luz de Caruaru Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2043	18 anni	Sì	-	4	-	-
Luz de Cataguases	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2048	23 anni	Sì	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	12 anni	Sì	-	-	30	26
Luz de Caxias do Sul	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2048	23 anni	Sì	-	3	-	-
Luz de Ponta Grossa	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	12 anni	Sì	-	6	-	-
Luz de Alagoinhas	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	12 anni	Sì	-	4	-	-
Luz de Maringá	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	12 anni	Sì	-	2	-	-
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	6 anni	No	-	7	-	-
Totale							**590**	**35**	**4.865**	**1.215**

Le principali concessioni detenute dal Gruppo sono in Brasile dove, al termine di ciascun periodo di concessione, le stesse possono essere rinnovate a discrezione dell'autorità concedente. In caso contrario, tutte le attività e gli impianti saranno restituiti al Governo o a un soggetto da esso designato. A fronte di tale devoluzione, il Gruppo matura il diritto incondizionato a ricevere un indennizzo a copertura degli investimenti realizzati, riconosciuti dal regolatore e non ancora recuperati alla scadenza attraverso i sistemi di remunerazione tariffaria.

Tale indennizzo, che garantisce il recupero del capitale investito e non ancora ammortizzato, costituisce un diritto contrattuale a ricevere disponibilità liquide; pertanto, in base al modello dell'IFRIC 12, il relativo valore è iscritto tra le attività finanziarie del Gruppo.

Accordi di concessione per la distribuzione di energia elettrica in Brasile

A seguito dell'emanazione del Decreto n. 12.068/2024, che ha definito le linee guida, i parametri tecnici e quelli economici per il rinnovo delle concessioni in scadenza tra il 2025 e il 2030, il Gruppo, attraverso le sue controllate Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo, ha presentato nel mese di marzo 2025 formale istanza all'autorità regolatoria (Agência Nacional de Energia

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Elétrica - ANEEL) per il rinnovo trentennale anticipato delle concessioni delle tre società distributrici brasiliane.

Alla data di redazione del presente documento, il processo di rinnovo è in attesa di finalizzazione da parte del Ministero delle Miniere e dell'Energia (MME) per quanto riguarda Enel Distribuição Rio ed Enel Distribuição Ceará, avendo già ottenuto parere favorevole dal Consiglio di ANEEL rispettivamente il 19 agosto 2025 e il 24 marzo 2026.

Con riferimento al rinnovo anticipato della concessione detenuta dalla società Enel Distribuição São Paulo, operante sulla base di una concessione con scadenza nel 2028 e rinnovabile per 30 anni, l'*iter* è al momento sospeso a seguito della misura cautelare emessa nella causa intentata nel mese di agosto 2025 dal Comune di San Paolo (per la quale si rinvia alla nota 56 "Attività e passività potenziali"), a seguito di alcune controversie circa la gestione delle emergenze e le modalità di ripristino del servizio relativamente all'evento meteorologico estremo avvenuto nel mese di ottobre 2024. A tale circostanza si è aggiunta, inoltre, la valutazione da parte dell'ANEEL, circa le prestazioni effettuate dalla società in risposta alle emergenze causate dal secondo e più recente evento climatico estremo avvenuto nel mese di dicembre 2025 che ha colpito con particolare violenza meteorologica l'area metropolitana di San Paolo dove la società opera la concessione di distribuzione di energia elettrica.
In particolare, l'esito delle attività istruttorie e di monitoraggio attualmente in corso da parte dell'ANEEL costituisce un elemento rilevante ai fini delle valutazioni che tale autorità è chiamata a svolgere nell'ambito delle proprie competenze, anche in relazione alla formulazione della raccomandazione tecnica da indirizzare al Ministero delle Miniere e dell'Energia in merito al rinnovo dell'affidamento della concessione, secondo quanto previsto dal quadro normativo e regolatorio applicabile. Alla riunione pubblica del 7 aprile 2026 il Consiglio di Amministrazione dell'ANEEL ha ritenuto che la società non avesse rimediato in modo soddisfacente alle non-compliance tecniche identificate e ha deliberato di aprire un procedimento amministrativo volto a valutare la sussistenza dei presupposti per l'eventuale raccomandazione al potere concedente (MME) di valutare la revoca della concessione. La società presenterà le proprie difese ed eserciterà i propri diritti nei termini e nei modi consentiti dalla normativa applicabile.

Gli attivi non correnti iscritti correlati alla concessione attualmente operata dalla controllata Enel Distribuição São Paulo ammontano complessivamente a 3.936 milioni di euro al 31 dicembre 2025, inclusivi delle attività finanziarie e immateriali sopra esposte per complessivi 2.535 milioni di euro e di altre attività immateriali, pari a 806 milioni di euro, identificate in sede di prima acquisizione della società e connesse alla valorizzazione dell'ipotesi di rinnovo da parte del regolatore del diritto di concessione per un periodo ulteriore di 30 anni, nonché del relativo avviamento iscritto per 595 milioni di euro.

In considerazione della sopracitata sospensione del processo di rinnovo della concessione, al protrarsi del processo di verifica da parte dell'ANEEL scaturito dall'evento climatico estremo dello scorso dicembre 2025 e tenuto conto di determinati eventi e circostanze di natura regolatoria e legale che stanno interessando la società, il Gruppo ha effettuato già al 31 dicembre 2025 un monitoraggio specifico della recuperabilità dei valori delle attività iscritte relative a Enel Distribuição São Paulo.
Tale verifica è stata effettuata mediante l'applicazione dell'expected cash flow approach, costituito attraverso l'elaborazione di scenari alternativi di flussi finanziari futuri e la relativa ponderazione probabilistica dei risultati al fine di riflettere l'incertezza regolatoria e legale precedentemente descritta.
È stata altresì effettuata un'analisi di sensitività in merito al calcolo del valore recuperabile rispetto a variazioni ragionevolmente possibili delle probabilità attribuite ai diversi scenari di rinnovo della concessione allo scopo di verificare la robustezza del relativo valore d'uso.

Sulla base delle analisi effettuate, il Gruppo ha concluso che il valore recuperabile di tale CGU è superiore al rispettivo valore contabile iscritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

Il Gruppo continuerà a monitorare l'evoluzione degli aspetti regolatori, legali e operativi associati alla concessione, valutando periodicamente l'adeguatezza delle assunzioni utilizzate alla luce delle informazioni disponibili.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

20. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2025.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2024	**1.478**	**612**	**253**	**485**	**2.828**
Incrementi	155	96	-	287	538
Differenza cambi	(91)	(5)	1	(2)	(97)
Ammortamento	(184)	(113)	(26)	(191)	(514)
Altri movimenti	66	(23)	62	4	109
Totale al 31.12.2025	**1.424**	**567**	**290**	**583**	**2.864**

La vita utile media stimata delle attività per diritto d'uso è la seguente:

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	7
Diritti di superficie relativi a impianti	29
Veicoli e altri mezzi di trasporto	4

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2024	**2.931**
Incrementi	535
Pagamenti	(453)
Altri movimenti	(166)
Totale al 31.12.2025	**2.847**
di cui a medio-lungo termine	*2.519*
di cui a breve termine	*328*

Di seguito vengono riportati gli impatti a Conto economico degli asset in leasing.

Milioni di euro	2025
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	518
Interessi passivi sulle passività del leasing	155
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	34
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	27
Totale	**734**

L'ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, dettagliato in tabella per 518 milioni di euro, include le attività riclassificate come destinate alla vendita.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

21. Investimenti immobiliari – *Euro 29 milioni*

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	45
Fondo ammortamento	15
Consistenza al 31.12.2024	**30**
Dismissioni	(3)
Ammortamenti	(2)
Altri movimenti	4
Totale variazioni	**(1)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	44
Fondo ammortamento	15
Consistenza al 31.12.2025	**29**

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2025 ammontano a 29 milioni di euro e presentano un decremento pari a 1 milione 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.

Il saldo degli investimenti immobiliari è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 51 "Attività e passività misurate al fair value" e 51.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

22. Attività immateriali – *Euro 15.132 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2025 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	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**
Investimenti	-	25	22	-	73	-	516	489	1.125
Passaggi in esercizio	11	226	42	-	220	-	(508)	9	-
Differenze di cambio	(1)	(46)	(15)	(10)	(12)	-	(29)	(13)	(126)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-	-	64	-	-	-	64
Dismissioni	(6)	-	-	(6)	-	-	(14)	-	(26)
Ammortamenti	(10)	(259)	(198)	(357)	(380)	-	-	(557)	(1.761)
Impairment	-	-	(2)	-	(49)	-	(258)	-	(309)
Ripristini di valore	-	-	-	-	1	-	2	-	3
Altri movimenti	1	24	33	297	(36)	-	-	5	324
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(2)	-	2	-	1	-	1
Totale variazioni	**(5)**	**(30)**	**(120)**	**(76)**	**(117)**	**-**	**(290)**	**(67)**	**(705)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	78	4.424	11.850	5.159	6.084	-	946	4.378	32.919
Fondo ammortamento	48	3.752	2.210	3.944	4.859	-	-	2.974	17.787
Consistenza al 31.12.2025	**30**	**672**	**9.640**	**1.215**	**1.225**	**-**	**946**	**1.404**	**15.132**

Per gli investimenti si rimanda alla nota 18.

Il saldo delle attività immateriali presenta una riduzione rispetto all'esercizio precedente principalmente dovuta agli ammortamenti del periodo, pari a 1.761 milioni di euro e relativi all'Italia per 729 milioni di euro, alla Spagna per 434 milioni di euro e al Resto del Mondo per 598 milioni di euro, i quali sono stati maggiori degli investimenti eseguiti, e per i quali si rimanda alla nota 18 "Immobili, impianti e macchinari".

Gli "impairment" ammontano nel 2025 a 309 milioni di euro e sono prevalentemente riferiti ad adeguamenti di valore di attivi per licenze, diritti e permessi legati a progetti di energia rinnovabile in Spagna, Stati Uniti, Brasile e Italia, e a piattaforme software in Italia nel segmento del Retail.

Le "differenze di cambio" hanno avuto nel 2025 un impatto negativo pari a 126 milioni di euro, prevalentemente in Cile per 61 milioni di euro e in Argentina per 45 milioni di euro, mentre le "variazioni del perimetro di consolidamento" sono state pari a 64 milioni di euro, dovute all'acquisizione in Spagna di impianti idroelettrici ed eolici e negli Stati Uniti di due impianti eolici, che hanno comportato un incremento delle attività immateriali rispettivamente per 23 e per 41 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gli "altri movimenti", pari a 324 milioni di euro, accolgono prevalentemente le riclassifiche dalle attività finanziarie di parte degli investimenti ricadenti nelle concessioni IFRIC 12 in Brasile per 305 milioni di euro.

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:	
- generati internamente	2-28 anni
- acquisiti	3-15 anni

23. Avviamento – *Euro 13.051 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione dell'avviamento relativa all'esercizio 2025 sono di seguito riportati.

Milioni di euro		al 31.12.2024	Variaz. perim.	Differ. cambio	Impairment	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2025
		Valore netto						Valore netto
Iberia Penisola	EGP	1.190	144	-	-	-	-	1.334
	Grids	5.788	-	-	-	-	-	5.788
	MKT	1.807	-	-	-	-	-	1.807
Cile	EGP	949	-	-	-	-	-	949
	Grids	152	-	-	-	-	-	152
Argentina	Grids	20	-	-	-	-	-	20
Colombia	EGP	300	-	1	-	-	-	301
	Grids	223	-	1	-	-	-	224
Brasile	EGP	417	-	(3)	-	-	-	414
	Grids	790	-	(2)	-	-	-	788
Perù	Generazione	-	-	-	-	25	-	25
Centro America	EGP	27	-	(4)	-	-	-	23
Nord America	EGP	68	-	-	-	-	-	68
	Enel X	44	-	(5)	-	-	-	39
APAC	Enel X	84	-	-	-	-	-	84
Resto d'Europa	Enel X	40	-	-	-	-	-	40
	EGP	-	44	-	-	-	-	44
Italia	MKT	581	-	-	-	-	-	581
	EGP	21	-	-	-	-	-	21
	Generazione	349	-	-	-	-	-	349
Totale		**12.850**	**188**	**(12)**	**-**	**25**	**-**	**13.051**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

L'avviamento, pari a 13.051 milioni di euro al 31 dicembre 2025, presenta un incremento pari a 201 milioni di euro ed è attribuibile principalmente al perfezionamento del processo di allocazione del prezzo pagato per l'acquisizione delle società Corporación Acciona Hidráulica SL e Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa) in Spagna che, a seguito della conclusione del processo di allocazione del prezzo pagato per l'acquisizione, ha fatto registrare un avviamento pari rispettivamente a 125 milioni di euro e 19 milioni di euro. Inoltre, il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Green Power Germany, ha acquistato nel mese di dicembre 2025 un portafoglio di impianti eolici onshore in Germania che ha comportato la rilevazione di un avviamento provvisorio di 44 milioni di euro, in attesa che si perfezioni il processo di purchase price allocation nei 12 mesi successivi.
Gli altri movimenti fanno principalmente riferimento alla riclassifica da attività possedute per la vendita ad attività held for use della società peruviana Enel Generación Piura SA (25 milioni di euro).
Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dagli adeguamenti cambio negativi registrati in Brasile, Nord America e Centro America (12 milioni di euro).

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU/gruppi di CGU cui l'avviamento risulta allocato, inteso come il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, inclusi quelli derivanti da un'eventuale dismissione. L'attualizzazione viene effettuata utilizzando un tasso di sconto definito sulla base di parametri di mercato (tassi risk-free, beta, market risk premium, country risk premium), in modo da riflettere il profilo di rischio specifico di ciascuna CGU/gruppo di CGU cui è allocato l'avviamento, le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici.
In particolare, il valore d'uso viene determinato attraverso il metodo valutativo di tipo finanziario conosciuto come "Discounted Cash Flow" (DCF), nella versione "unlevered" e su valori post-imposte. L'Enterprise Value (nel prosieguo, anche "EV") è, dunque, pari alla somma algebrica dei seguenti tre elementi:

- valore attuale dei flussi di cassa prodotti dalla CGU nel periodo di previsione esplicita;
- valore attuale dei flussi di cassa delle attività operative al termine del periodo di previsione esplicita (c.d. "Terminal Value");
- valore attuale degli eventuali flussi di cassa derivanti dalla dismissione delle attività al termine della loro vita utile.

I flussi finanziari futuri attesi, utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sulle previsioni contenute nel più recente Piano Industriale del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo.
In particolare, 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 23 febbraio 2026, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli aspetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali, tassi di cambio) e delle commodity energetiche, per i tre anni successivi alla data di reporting in linea con l'arco temporale del Piano Industriale del Gruppo;
- per gli anni successivi al periodo esplicito, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa.

Il Terminal Value rappresenta, quindi, la capacità di generare flussi di cassa futuri in perpetuità (nel prosieguo, "perpetuity") o in un orizzonte definito di tempo (nel prosieguo, "rendita annua" o "annuity").

La scelta tra le due modalità con cui il Gruppo Enel stima il Terminal Value è effettuata in funzione della tipologia di business e delle prospettive di vita utile delle attività sottostanti le CGU sottoposte alla procedura di impairment. Più in dettaglio, il Terminal Value è stimato avendo a riferimento il flusso di cassa dell'ultimo anno del periodo di previsione esplicita "normalizzato" secondo i seguenti principali comportamenti:

- la variazione del capitale circolante netto è posta pari a zero, assumendo che in una situazione di stabilità operativa le variazioni tra le grandezze che compongono il capitale circolante si compensino;
- gli investimenti considerati oltre il periodo di previsione esplicita si riferiscono ai flussi di cassa in uscita che si prevede di sostenere per mantenere le attuali condizioni di produttività delle attività ricomprese nella CGU (ovvero, manutenzione ordinaria e sostituzione capacità cessante);
- la neutralizzazione dei flussi di cassa non ricorrenti.

Il flusso di cassa viene, quindi, fatto crescere nell'orizzonte prescelto secondo un "tasso di crescita" (nel prosieguo, anche "g-rate") costante, definito in base alle caratteristiche specifiche di ciascun business e Paese di riferimento delle attività. L'indicata normalizzazione dei flussi di cassa è prevista per entrambe le modalità con cui il Gruppo Enel stima il Terminal Value.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Ai fini della stima del Terminal Value si precisa che è stata utilizzata la modalità in perpetuity nei seguenti casi:

- per il business di generazione da fonti rinnovabili di tipologia Large Hydro (LH) e della distribuzione di energia elettrica, nei casi in cui le licenze e le concessioni presentano scadenze a lungo termine e/o, in taluni casi, il rinnovo può essere stimato con ragionevole certezza;
- per i business Enel X ed Enel X Way (inclusi nel retail), in quanto la vita utile residua del business è ritenuta correlata alla durata media dei rapporti con i clienti.

La modalità in annuity è stata invece utilizzata nei seguenti casi:

- per i business retail (ad esclusione dei business Enel X ed Enel X Way), in quanto correlati alla durata media dei rapporti con i clienti;
- per il business di generazione da fonti rinnovabili (diverse dalla tipologia Large Hydro), in considerazione della vita utile residua media degli impianti. A tali attivi è stato inoltre attribuito un valore residuo (nel prosieguo, "salvation value") nell'ipotesi di dismissione degli stessi, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni alla rete;
- per il business di distribuzione di energia elettrica nei casi in cui il rinnovo non può essere stimato con ragionevole certezza o prevede dei limiti regolatori rispetto alla durata del rinnovo stesso.

Il tasso di crescita nominale considerato (g-rate) è pari alla crescita di lungo periodo dell'inflazione per tutti i business a eccezione del business retail per i quali si utilizza il tasso annuo di crescita composto della domanda elettrica nel periodo di previsione esplicita (in funzione del Paese di appartenenza).

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 si stima il picco di domanda intorno al 2030.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state inoltre condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore.
In particolare, sono stati sottoposti a "stress test" i parametri di "WACC", "g-rate" e "margine operativo lordo" attesi, utilizzati nell'esercizio di impairment, secondo un range di variazione generalmente accettato, al fine di verificare la robustezza del valore d'uso in condizioni peggiorative.
Nello specifico, per l'analisi di sensitività sono stati presi in considerazione:

- un incremento del WACC del +5% dello stesso;
- una riduzione del g-rate del -10% dello stesso;
- una riduzione del margine operativo lordo atteso del -10%.

Dall'analisi di sensitività al 31 dicembre 2025, anche nelle ipotesi peggiorative, emerge la tenuta dei valori contabili delle CGU con avviamento iscritto.

Si evidenzia inoltre che il Gruppo ai fini dell'impairment test ha tenuto conto, attraverso specifiche 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 di lungo termine dopo il periodo esplicito, allineato all'evoluzione attesa della domanda elettrica 2029-2050, in base alle specificità dei business interessati, tenendo in considerazione le assunzioni relative all'aumento della temperatura dovuto al cambiamento climatico nonché ai trend legati alla transizione energetica;
- le variazioni della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica degli attivi in portafoglio, associate a ogni proiezione delle variabili climatiche sottostanti (per esempio, temperatura, irradianza, velocità del vento e precipitazioni).

Per la determinazione del tasso di crescita della domanda elettrica utilizzato per l'analisi di sensitività ai fini di tenere conto degli impatti del cambiamento climatico, il Gruppo Enel si avvale in particolare di modelli di sistema energetico integrati. Gli scenari considerati sono di tipo *Reference*, *Slower Transition* e *Accelerated Transition* e sono elaborati al fine di rappresentare le differenti velocità della transizione energetica e i differenti livelli di elettrificazione.
In particolare:

- lo scenario *Reference* è coerente con il raggiungimento della neutralità carbonica nel lungo termine (scenario base);
- lo scenario *Slower Transition* assume una transizione più graduale, caratterizzata da un livello di elettrificazione inferiore e da un contesto macroeconomico meno favorevole, con conseguente riduzione della domanda elettrica rispetto allo scenario base;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- lo scenario *Accelerated Transition* rappresenta un'ipotesi di maggiore ambizione, con domanda elettrica superiore rispetto allo scenario base.

Ai fini dell'analisi di sensitività il Gruppo Enel considera lo scenario *Slower Transition* rispetto a quello *Reference* (preso a riferimento quale scenario base ai fini dell'impairment test) in termini di impatto sul terminal value per riflettere nei risultati dell'impairment test gli impatti potenzialmente peggiorativi sulla stima del valore d'uso.

L'analisi di sensitività effettuata in merito alla variazione della domanda elettrica al 31 dicembre 2025 non ha evidenziato elementi di criticità in termini di recuperabilità dei valori contabili di riferimento.

La stima della variazione della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica dovuta al cambiamento climatico fa invece riferimento alle proiezioni climatiche sviluppate dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).
Il caso base, utilizzato per l'analisi di sensitività, considera gli effetti sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili legati allo scenario climatico SSP[78] 1-RCP 2.6 (compatibile con un riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C al 2100). L'analisi di sensitività confronta il caso base con il caso peggiorativo, che considera gli effetti legati allo scenario climatico SSP(1)5-RCP 8.5 (worst case – corrispondente a un livello di riscaldamento globale di circa +4,4 °C entro il 2100).
Si segnala che tali effetti possono essere anche positivi; tuttavia, ai fini dell'analisi di sensitività vengono presi in considerazione i soli effetti negativi.

Per calibrare tali funzioni, si sono considerati i dati storici delle variabili meteoclimatiche e i riferimenti interni dell'energia producibile osservata del parco impianti del Gruppo Enel. In tal modo, si sono ottenute funzioni "link", che rispondono alle specifiche caratteristiche di ogni impianto e tecnologia rinnovabile e che sono state utilizzate per calcolare gli effetti sulla futura produzione di energia.

L'analisi di sensitività effettuata in merito alla variazione della producibilità per la generazione da fonti rinnovabili al 31 dicembre 2025 calcolata in termine di impatto sul margine operativo non ha evidenziato elementi di criticità in termini di recuperabilità dei valori contabili di riferimento.

Con riferimento al gruppo di CGU Brasile I&N, si segnala che è stato effettuato dapprima un monitoraggio specifico del valore recuperabile degli attivi iscritti della CGU relativa all'area di San Paolo (si veda la nota 19 "Accordi per servizi in concessione" per maggiori dettagli) e, successivamente, del gruppo CGU Brasile I&N nel suo complesso.

Sulla base delle analisi effettuate, si è concluso che sia il valore recuperabile della CGU riferita all'area di distribuzione di San Paolo stimato considerando diversi scenari ponderati per riflettere l'incertezza regolatoria e giuridica, sia il valore recuperabile riferito del gruppo di CGU Brasile I&N nel suo complesso sono risultati superiore al relativo valore contabile.

Il Gruppo continuerà a monitorare l'evoluzione degli aspetti regolatori, legali e operativi associati alla concessione di San Paolo, valutando periodicamente l'adeguatezza delle assunzioni utilizzate alla luce delle informazioni disponibili.

78. SSP: Shared Socioeconomic Pathways.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito vengono riportati 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.

Area	CGU	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]
Milioni di euro		al 31.12.2025					al 31.12.2024				
Iberia Penisola	EGP	1.334	2,00%	6,85%	3 anni	Perpetuità Lhydro/19 anni EGP	1.190	1,76%	7,13%	3 anni	Perpetuità Lhydro/23 anni EGP
	Grids	5.788	2,00%	5,38%	3 anni	Perpetuità	5.788	1,76%	5,88%	3 anni	Perpetuità
	MKT	1.807	2,17%	9,63%	3 anni	15 anni	1.807	4,07%	9,76%	3 anni	15 anni MKT
Cile	EGP	949	2,30%	8,81%	3 anni	Perpetuità Lhydro/22 anni EGP	949	2,30%	9,39%	3 anni	Perpetuità Lhydro/27 anni EGP
	Grids	152	2,30%	7,48%	3 anni	Perpetuità	152	2,30%	8,18%	3 anni	Perpetuità
Argentina	Grids	20	16,36%	27,93%	3 anni	Perpetuità	20	20,41%	44,88%	3 anni	Perpetuità
Colombia	EGP	301	3,18%	11,99%	3 anni	Perpetuità Lhydro/26 anni EGP	300	3,36%	12,59%	3 anni	Perpetuità Lhydro/26 anni EGP
	Grids	224	3,18%	10,59%	3 anni	Perpetuità	223	3,37%	11,23%	3 anni	Perpetuità
Brasile	EGP	414	3,17%	10,73%	3 anni	Perpetuità Lhydro/22 anni EGP	417	3,36%	11,17%	3 anni	Perpetuità Lhydro/23 anni EGP
	Grids	788	3,17%	12,39%	3 anni	30 anni Ceará e São Paulo[4]/28 anni Rio	790	3,36%	10,82%	3 anni	Perpetuità
Perù	Generazione	25	3,11%	13,19%	3 anni	16 anni	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Centro America	EGP	23	2,30%	11,16%	3 anni	11 anni	27	2,30%	10,88%	3 anni	16 anni
Nord America	EGP	68	2,26%	8,03%	3 anni	21 anni	68	1,89%	7,79%	3 anni	23 anni
	Enel X	39	2,30%	10,65%	3 anni	Perpetuità	44	2,30%	10,95%	3 anni	Perpetuità
APAC	Enel X	84	2,30%	11,50%	3 anni	Perpetuità	84	2,30%	12,18%	3 anni	Perpetuità
ROE	Enel X	40	2,00%	10,77%	3 anni	Perpetuità	40	1,76%	10,86%	3 anni	Perpetuità
	EGP	44	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Italia	EGP	21	2,00%	7,46%	3 anni	Perpetuità/25 anni	21	1,76%	7,86%	3 anni	Perpetuità/27 anni
	MKT	581	0,90%	10,25%	3 anni	15 anni	581	0,90%	10,54%	3 anni	15 anni
	Generazione	349	2,00%	8,08%	3 anni	Perpetuità	349	1,61%	7,97%	3 anni	Perpetuità Lhydro/14 anni

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(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.

(4) Per São Paulo è stata effettuata una ponderazione delle probabilità di rinnovo della concessione, attualmente con scadenza 2028, per ulteriori 30 anni.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

24. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 8.830 milioni ed euro 7.813 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 31.12.2024	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazioni di perimetro	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	al 31.12.2025
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.223	239	-	-	(12)	(2)	-	2.448
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.995	31	-	-	(19)	59	-	2.066
- perdite fiscalmente riportabili	945	402	-	7	(57)	-	-	1.297
- valutazione strumenti finanziari	1.069	13	(242)	-	(29)	(19)	-	792
- benefíci al personale	663	(114)	(54)	-	1	(18)	-	478
- altre partite	2.130	(206)	5	1	(176)	63	(68)	1.749
Totale	**9.025**	**365**	**(291)**	**8**	**(292)**	**83**	**(68)**	**8.830**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.179	(98)	5	135	(377)	165	25	5.034
- valutazione strumenti finanziari	505	-	(114)	-	(15)	(21)	-	355
- altre partite	2.267	288	(8)	1	(78)	35	(81)	2.424
Totale	**7.951**	**190**	**(117)**	**136**	**(470)**	**179**	**(56)**	**7.813**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**5.413**
Passività per imposte differite non compensabili	**3.134**
Passività per imposte differite nette compensabili	**1.262**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2025, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 8.830 milioni di euro (9.025 milioni di euro al 31 dicembre 2024).
Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 195 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.

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 (1.911 milioni di euro) complessivamente pari a 547 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 7.813 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (7.951 milioni di euro al 31 dicembre 2024), 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 138 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.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli adeguamenti iperinflattivi in Argentina.

25. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 1.317 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 31.12.2024	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	Impairment	Altri movim.	al 31.12.2025	Quota %
Società a controllo congiunto										
Gridspertise Srl	313	50,0%	(6)	-	-	-	-	(2)	305	50,0%
Mooney Group SpA	203	50,0%	(31)	(10)	-	-	-	25	187	50,0%
Potentia Energy	142	50,0%	(16)	(12)	-	-	-	96	210	50,0%
Principia Energy SA	245	50,0%	(30)	-	(12)	-	-	10	213	50,0%
Società progetto Matimba	66	50,0%	1	-	-	-	-	(14)	53	50,0%
Ewiva Srl	36	50,0%	(3)	(33)	-	-	-	-	-	
Drift Sand Wind Project	66	50,0%	1	-	-	-	-	(8)	59	50,0%
Front Marítim del Besòs	30	61,4%	-	-	-	-	-	-	30	61,4%
Elecgas SA	28	50,0%	7	-	-	-	-	1	36	50,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	6	43,8%	8	-	-	-	-	(9)	5	43,8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33,5%	1	-	(1)	-	-	-	8	33,5%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32,0%	1	(11)	-	-	-	(1)	-	
PowerCrop	5	50,0%	(1)	-	-	-	-	1	5	50,0%
Totale società a controllo congiunto	**1.159**		**(68)**	**(66)**	**(13)**	**-**	**-**	**99**	**1.111**	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	al 31.12.2024	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	Impairment	Altri movim.	al 31.12.2025	Quota %
Società collegate										
CESI	58	42,7%	4	-	-	-	-	-	62	42,7%
GNL Chile SA	31	33,3%	13	-	-	-	-	(5)	39	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	9	50,0%	-	-	(3)	-	-	(1)	5	50,0%
Gorona del Viento El Hierro SA	6	23,2%	4	-	-	-	-	-	10	23,2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37,5%	1	(8)	-	-	-	-	-	
Sociedad Eólica El Puntal	5	50,0%	1	-	(1)	-	-	-	5	50,0%
Renovables Brovales 400 kV	7	64,2%	-	-	-	-	-	(1)	6	64,2%
Cogenio Iberia	5	20,0%	(1)	-	-	-	-	1	5	20,0%
Cogenio Srl	16	20,0%	(1)	-	-	-	(8)	-	7	20,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	65	10,0%	2	(19)	-	(47)	-	(1)	-	
Rocky Caney Holding	18	10,0%	1	(12)	-	(6)	-	(1)	-	
Totale società collegate	**227**		**24**	**(39)**	**(4)**	**(53)**	**(8)**	**(8)**	**139**	
Altre minori valutate con il metodo del patrimonio netto	**70**		**-**	**6**	**(3)**	**-**	**-**	**(6)**	**67**	
TOTALE	**1.456**		**(44)**	**(99)**	**(20)**	**(53)**	**(8)**	**85**	**1.317**	

La riduzione del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, pari a 139 milioni di euro, è riconducibile prevalentemente:

- agli effetti della riclassifica ad attività possedute per la vendita e delle variazioni di perimetro delle partecipazioni in EGPNA Renewable Energy Partners e Rocky Caney, pari complessivamente a 84 milioni di euro, connesse al perfezionamento dell'accordo di asset swap tra Enel Green Power North America (EGPNA) e Gulf Pacific Power per effetto del quale Enel Green Power ha incrementato la partecipazione in alcune società collegate portandola al 51% e altre sono state oggetto di cessione;
- agli impatti negativi delle variazioni di perimetro di 52 milioni di euro relativi:
  - all'acquisizione della partecipazione residua del 62,5% in Compañía Eólica Tierras Altas (Cetasa) da Caja Rural de Soria e Caja Rural de Navarra, che ha determinato l'acquisizione del controllo totalitario della società, in precedenza detenuta per il 37,5% e consolidata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto;
  - all'acquisizione della partecipazione residua del 50% in Ewiva, che ha determinato l'acquisizione del controllo totalitario della società, in precedenza detenuta per il 50% e consolidata dal Gruppo con il metodo del patrimonio netto;
  - alla cessione della partecipazione in Energie Electrique de Tahaddar;
- ai risultati netti negativi di pertinenza del Gruppo, per 44 milioni di euro;
- alla distribuzione dei dividendi nell'esercizio per 20 milioni di euro;
- all'effetto sfavorevole dell'andamento dei cambi per 21 milioni di euro;
- alla rilevazione dell'impairment della partecipazione in Cogenio Srl pari a 8 milioni di euro.

Tali impatti negativi sono stati parzialmente compensati l'aumento di capitale di 122 milioni di euro nella joint venture Potentia Energy che ha consentito a quest'ultima di concludere l'accordo con CVC DIF e Cbus Super per l'acquisizione di partecipazioni di un portafoglio da oltre 1 GW di asset rinnovabili.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo		Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Società a controllo congiunto														
Gridspertise Srl	697	720	134	141	831	861	64	82	157	155	221	237	610	624
Mooney Group SpA	1.696	1.684	356	388	2.052	2.072	1.204	1.087	462	579	1.666	1.666	386	406
Potentia Energy	881	645	184	79	1.065	724	479	401	166	39	645	440	420	284
Principia Energy SA	1.178	1.127	106	112	1.284	1.239	654	640	204	109	858	749	426	490
Società progetto Matimba	2.459	2.177	358	388	2.817	2.565	2.546	2.305	165	128	2.711	2.433	106	132
Società collegate														
CESI	184	179	108	95	292	274	72	19	117	154	189	173	103	101

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	332	410	(13)	15	(12)	12
Mooney Group SpA	397	410	(62)	(63)	(62)	(63)
Potentia Energy	70	70	(31)	(32)	(32)	(32)
Principia Energy SA	140	142	18	(1)	11	(7)
Società progetto Matimba	140	133	(2)	(13)	2	(4)
Società collegate						
CESI	195	181	4	3	2	2

26. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Contratti derivati attivi	1.170	2.003	2.408	3.512
Contratti derivati passivi	3.314	2.915	2.343	3.584

Con riferimento ai contratti derivati designati come strumenti di copertura e valutati al FVTPL, si rimanda a quanto commentato nella nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

27. Attività/Passività non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

	Non corrente		Corrente	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Attività derivanti da contratti con i clienti	632	523	135	193
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.495	5.682	2.833	2.448

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 (590 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. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2025 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 1.042 milioni di euro (844 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (108 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 2025 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente al segmento "Grids", in Spagna (2.987 milioni di euro) e in Italia (2.508 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 2.079 milioni di euro rilevate soprattutto in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione per 455 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 31.12.2025	al 31.12.2024
Entro 1 anno	2.833	2.448
Entro 2 anni	529	769
Entro 3 anni	525	534
Entro 4 anni	524	532
Entro 5 anni	523	530
Oltre 5 anni	3.394	3.317
Totale	**8.328**	**8.130**

28. Altre attività finanziarie non correnti – *Euro 8.472 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	573	595	(22)	-3,7%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 28.1)	2.890	2.676	214	8,0%
Accordi per servizi in concessione	4.853	4.192	661	15,8%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreements (JDA)	100	107	(7)	-6,5%
Risconti attivi finanziari non correnti	56	37	19	51,4%
Totale	**8.472**	**7.607**	**865**	**11,4%**

L'incremento delle "Altre attività finanziarie non correnti" è riferito prevalentemente:

- all'incremento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, soprattutto nelle società brasiliane;
- all'aumento della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", come specificato nella successiva nota 28.1.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle partecipazioni in altre imprese dovuta principalmente alla riduzione del valore della partecipazione detenuta da Enel X International in Zacapa Topco Sàrl per un importo di 22 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value".

Milioni di euro	al 31.12.2025	Quota %	al 31.12.2024	Quota %	2025-2024
Zacapa Topco Sàrl	355	19,5%	377	19,5%	(22)
Duereti	137	10,0%	137	10,0%	-
European Energy Exchange AG	42	2,4%	42	2,4%	-
Hubject GmbH	7	12,5%	8	12,5%	(1)
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11,1%	9	11,1%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	7	5,6%	5	5,6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	8	6,2%	5	6,2%	3
Altre	8		12		(4)
Totale	**573**		**595**		**(22)**

28.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 2.890 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Titoli	716	575	141	24,5%
Crediti finanziari	2.174	2.101	73	3,5%
Totale	**2.890**	**2.676**	**214**	**8,0%**

I "titoli" sono costituiti essenzialmente dai titoli al FVOCI nei quali Enel Reinsurance investe parte della sua liquidità; l'incremento di tale voce è attribuibile prevalentemente alle acquisizioni dei titoli al FVOCI effettuate nel corso del 2025.
L'incremento dei "crediti finanziari" è riconducibile principalmente all'aumento dei crediti finanziari a medio e lungo termine (116 milioni di euro), connesso prevalentemente ai maggiori crediti verso Mooney Group SpA, e dei depositi finanziari non disponibili (95 milioni di euro) soprattutto del Gruppo Endesa. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo (135 milioni di euro).

29. Altre attività finanziarie correnti – *Euro 3.941 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 29.1)	3.788	4.668	(880)	-18,9%
Quote correnti di attività finanziarie da accordi per servizi in concessione	12	12	-	-
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreements (JDA)	-	10	(10)	-
Ratei attivi finanziari correnti	131	147	(16)	-10,9%
Altre attività finanziarie correnti	10	17	(7)	-41,2%
Totale	**3.941**	**4.854**	**(913)**	**-18,8%**

Il decremento "Altre attività finanziarie correnti" si riferisce soprattutto alla riduzione della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", come dettagliato nella successiva nota 29.1.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

29.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 3.788 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.372	2.174	(802)	-36,9%
Titoli	230	138	92	66,7%
Cash collateral e altri crediti finanziari per operatività su derivati	2.033	1.982	51	2,6%
Altri crediti finanziari diversi a breve termine	153	374	(221)	-59,1%
Totale	**3.788**	**4.668**	**(880)**	**-18,9%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- alla riduzione della "quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", prevalentemente per l'incasso 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), parzialmente compensata dall'incremento del credito finanziario per il meccanismo di deficit del sistema elettrico spagnolo (per 344 milioni di euro);
- al decremento degli "altri crediti finanziari diversi a breve termine" soprattutto nel Gruppo Endesa.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei titoli e dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati.

30. Altre attività non correnti – *Euro 2.064 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	558	391	167	42,7%
Attività netta programmi del personale	80	72	8	11,1%
Crediti tributari >12 mesi	935	1.114	(179)	-16,1%
Depositi cauzionali attivi di natura operativa >12 mesi	375	282	93	33,0%
Altri crediti	111	74	37	50,0%
Attività non correnti per corrispettivi potenziali - Terzi	5	4	1	25,0%
Totale	**2.064**	**1.937**	**127**	**6,6%**

I "crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 167 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, relativamente alle attività di distribuzione in Spagna per 107 milioni di euro e in Italia per 60 milioni di euro.

La voce "Crediti tributari >12 mesi" si decrementa per 179 milioni di euro, principalmente in Cile (120 milioni di euro) per minori investimenti in immobilizzazioni che hanno quindi ridotto il valore dei crediti da questi generati. I "depositi cauzionali attivi di natura operativa >12 mesi" aumentano prevalentemente in Italia (78 milioni di euro) per la partecipazione alle aste MACSE (Mercato di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

31. Altre attività correnti – *Euro 3.386 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	868	904	(36)	-4,0%
Anticipi a fornitori	279	356	(77)	-21,6%
Crediti verso il personale	20	22	(2)	-9,1%
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali[1]	43	10	33	-
Crediti verso altri	923	1.056	(133)	-12,6%
Crediti tributari diversi	932	1.272	(340)	-26,7%
Ratei e risconti attivi correnti	321	271	50	18,5%
Totale	**3.386**	**3.891**	**(505)**	**-13,0%**

(1) Relativamente alla voce "Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 57 "Programmi ambientali".

Le altre attività correnti si riducono principalmente per la diminuzione dei "crediti tributari diversi", pari a 340 milioni di euro, soprattutto in Italia e Spagna e per la diminuzione dei "crediti verso altri", pari a 133 milioni di euro, dovuta principalmente alla diminuzione dei crediti per derivati scaduti su commodity energetiche in Italia e per la diminuzione dei crediti diversi principalmente in Italia e Spagna.

32. Rimanenze – *Euro 3.301 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.181	1.335	(154)	-11,5%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.862	2.013	(151)	-7,5%
Totale	**3.043**	**3.348**	**(305)**	**-9,1%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	42	57	(15)	-26,3%
- garanzie di origine	6	72	(66)	-91,7%
- certificati di efficienza energetica	79	4	75	-
- altri certificati ambientali	6	6	-	-
Totale	**133**	**139**	**(6)**	**-4,3%**
Immobili destinati alla vendita	42	43	(1)	-2,3%
Acconti	83	113	(30)	-26,5%
TOTALE	**3.301**	**3.643**	**(342)**	**-9,4%**

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 342 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle minori giacenze di combustibili registrate in Italia e alla riduzione dei certificati ambientali per garanzie di origine e quote dei diritti di emissione di CO_2 registrate in Italia utilizzate principalmente per gli oneri di compliance di competenza del periodo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

33. Crediti commerciali – *Euro 14.555 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.727	10.263	(1.536)	-15,0%
- distribuzione e vendita di gas	1.327	1.491	(164)	-11,0%
- altre attività	4.440	4.008	432	10,8%
Totale crediti verso clienti	**14.494**	**15.762**	**(1.268)**	**-8,0%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	61	179	(118)	-65,9%
TOTALE	**14.555**	**15.941**	**(1.386)**	**-8,7%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.819 milioni di euro, mentre era pari a 3.763 milioni di euro nell'esercizio precedente.
Nello specifico il decremento dell'esercizio, complessivamente pari a 1.386 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 (774 milioni di euro), in Spagna (346 milioni di euro) e in Cile (514 milioni di euro), parzialmente compensata dagli incrementi registrati in Brasile (358 milioni di euro).

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 47 "Strumenti finanziari per categoria".

34. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 5.065 milioni*

Le disponibilità liquide, come evidenziato nella tabella seguente, hanno registrato una riduzione complessiva pari a 2.986 milioni di euro, principalmente a causa dei programmi di acquisto di azioni proprie in Italia, Spagna e Cile, nonché per il pagamento dei dividendi agli azionisti.

Tali operazioni hanno generato una riduzione di liquidità che ha impattato principalmente gli investimenti in titoli liquidi (2.430 milioni di euro) nonché i depositi bancari (528 milioni di euro).

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Depositi bancari e postali	4.234	4.762	(528)	-11,1%
Denaro e valori in cassa	5	33	(28)	-84,8%
Altri investimenti di liquidità	826	3.256	(2.430)	-74,6%
Totale	**5.065**	**8.051**	**(2.986)**	**-37,1%**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

35. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – *Euro 1.095 milioni ed euro 756 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2025 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2024	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 31.12.2025
Immobili, impianti e macchinari	230	(128)	805	(143)	(41)	(35)	2	(16)	674
Investimenti immobiliari	37	-	-	(28)	-	-	-	(1)	8
Attività immateriali	7	-	-	-	(3)	(3)	-	(1)	-
Avviamento	25	(25)	-	-	-	-	-	-	-
Attività per imposte anticipate	-	-	68	-	-	(3)	-	7	72
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	50	-	53	(33)	(22)	(8)	-	2	42
Crediti finanziari non correnti e titoli	1	-	15	-	-	(1)	-	-	15
Altre attività non correnti	7	(5)	-	-	-	(1)	-	-	1
Rimanenze	15	(15)	33	(1)	-	(2)	-	2	32
Crediti commerciali	8	(4)	41	(2)	-	(3)	-	2	42
Crediti per imposte sul reddito	9	(12)	43	-	-	(2)	-	4	42
Crediti finanziari correnti e titoli	7	-	3	-	-	(1)	-	(4)	5
Altre attività correnti	13	(7)	136	-	-	(6)	-	2	138
Disponibilita liquide e mezzi equivalenti	6	(8)	26	-	-	(1)	-	1	24
Totale	**415**	**(204)**	**1.223**	**(207)**	**(66)**	**(66)**	**2**	**(2)**	**1.095**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2025 nel seguente modo:

Milioni di euro	al 31.12.2024	Riclassifica a passività correnti e non	Riclassifica da passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Diff. cambi	Altri movimenti	al 31.12.2025
Finanziamenti a lungo termine	9	-	383	(37)	(13)	(9)	333
Fondi rischi e oneri quota non corrente	7	(2)	8	(2)	(1)	-	10
Passività per imposte differite	28	(24)	80	-	(4)	(1)	79
Finanziamenti a breve termine	63	(60)	-	-	(3)	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3	-	104	(11)	(4)	1	93
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	-	-	-	-	1	1
Debiti commerciali	12	(4)	54	(1)	(3)	(4)	54
Debiti per imposte sul reddito	7	(10)	26	-	(1)	2	24
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie correnti	-	(1)	26	-	(1)	1	25
Altre passività correnti	21	(5)	106	(1)	(5)	21	137
Totale	**150**	**(106)**	**787**	**(52)**	**(35)**	**12**	**756**

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.

Il saldo delle attività nette possedute per la vendita al 31 dicembre 2025 ammonta a 339 milioni di euro, con un incremento di 74 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto della riclassifica tra le attività nette possedute per la vendita di EGP México e di un gruppo di società da questa direttamente controllate (309 milioni di euro).

Tale incremento è stato parzialmente compensato, tra i vari movimenti, dalla riclassifica tra le attività e le passività "held-for-use", per 98 milioni di euro, delle attività nette di Enel Generación Piura, 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, dalla cessione degli attivi netti della società Wind Autogeneración SAS, proprietaria dell'impianto eolico di Windpeshi in Colombia, pari a 49 milioni di euro, e dall'adeguamento di valore delle attività nette di EGP India, per 38 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

VChain

36. Patrimonio netto totale – *Euro 46.805 milioni*

OCI

ISP

IPN

36.1 Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 32.068 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Capitale sociale	**10.167**	**10.167**	**-**
Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio	**(1.077)**	**(78)**	**(999)**
Altre riserve	**7.001**	**5.651**	**1.350**
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.496	-
Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	8.219	7.145	1.074
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	3.406	2.363	1.043
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(8.215)	(6.352)	(1.863)
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(1.797)	(2.228)	431
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	159	182	(23)
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	94	132	(38)
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(41)	(404)	363
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	(1.009)	(1.092)	83
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.448)	(2.405)	(43)
Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	(897)	(1.220)	323
Utili e perdite accumulati	**15.977**	**17.991**	**(2.014)**
Patrimonio netto del Gruppo	**32.068**	**33.731**	**(1.663)**

Capitale sociale – *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2025 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari ad 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie prive del valore nominale. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2024.

Al 31 dicembre 2025, 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 negativa per azioni proprie in portafoglio – *Euro (1.077) milioni*

Alla data del 31 dicembre 2025, le azioni proprie sono rappresentate da n. 133.554.875 azioni ordinarie di Enel SpA prive di valore nominale (n. 12.079.670 al 31 dicembre 2024), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 1.077 milioni di euro.

Altre riserve – *Euro 7.001 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 8.219 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 1.074 milioni di euro è conseguente a due nuove emissioni effettuate a gennaio 2025 per 1.974 milioni di euro, al netto di costi di transazione, in parte compensate da un rimborso avvenuto a febbraio 2025 per 900 milioni di euro, inclusi costi di transazione.

Nel corso del 2025 sono stati pagati coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 266 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 3.406 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.
La variazione dell'esercizio riguarda principalmente la rilevazione da parte di Enel SpA delle azioni proprie acquistate con l'operazione di buyback (1.005 milioni di euro).

Riserva conversione bilanci in valuta estera – *Euro (8.215) milioni*
La variazione dell'esercizio, negativa per 1.863 milioni di euro, è dovuta principalmente al deprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto negli Stati Uniti e in America Latina, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – *Euro (1.797) milioni*
Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). Nel corso del 2025 la riserva ha avuto una variazione positiva per 431 milioni di euro, dovuta prevalentemente all'adeguamento al fair value dei suddetti derivati.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – *Euro 159 milioni*
Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – *Euro 94 milioni*
Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie. La variazione dell'esercizio è relativa principalmente alla rimisurazione della partecipazione detenuta da Enel X International in Zacapa Topco Sàrl (-22 milioni di euro).

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (41) 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 periodo è dovuta soprattutto alla cessione di Slovak Power Holding BV e al conseguente azzeramento della relativa riserva per 364 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – *Euro (1.009) 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 (2.448) 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 delle cessioni da parte di Endesa del 49,99% delle partecipazioni detenute in Enel Green Power España Solar 1 SLU e in Enel Green Power España Solar 2 SLU.

La variazione dell'esercizio è riconducibile principalmente a un conguaglio sulla cessione del ramo d'azienda da Enel Produzione a Enel Libra Flexsys Srl e a un adeguamento prezzo della cessione di Enel Green Power España Solar 1 SLU.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – *Euro (897) 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, soprattutto in America Latina. La variazione del 2025 è legata alle operazioni di acquisto azioni proprie da parte di Enel Américas e di Endesa.

Utili e perdite accumulati – *Euro 15.977 milioni*
Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 31.12.2024			Variazioni						al 31.12.2025		
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	**(13.257)**	*(7.136)*	*(6.121)*	(2.076)	-	-	**(2.076)**	*(1.690)*	*(386)*	**(15.333)**	*(8.826)*	*(6.507)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	**(2.573)**	*(2.312)*	*(261)*	(603)	1.198	(132)	**463**	*428*	*35*	**(2.110)**	*(1.884)*	*(226)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**163**	*178*	*(15)*	(28)	(9)	16	**(21)**	*(23)*	*2*	**142**	*155*	*(13)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	**(8)**	*(3)*	*(5)*	(17)	3	2	**(12)**	*(12)*	-	**(20)**	*(15)*	*(5)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(523)**	*(539)*	*16*	(1)	-	2	**1**	*(1)*	*2*	**(522)**	*(540)*	*18*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**93**	*92*	*1*	(15)	-	-	**(15)**	*(19)*	*4*	**78**	*73*	*5*
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	**(1.498)**	*(1.043)*	*(455)*	195	-	(63)	**132**	*113*	*19*	**(1.366)**	*(930)*	*(436)*
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(17.603)**	***(10.763)***	***(6.840)***	**(2.545)**	**1.192**	**(175)**	**(1.528)**	***(1.204)***	***(324)***	**(19.131)**	***(11.967)***	***(7.164)***

36.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2024		
Dividendi relativi al 2023	4.367	0,43
Acconto sul dividendo 2024[1]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2024	**4.367**	**0,43**
Dividendi distribuiti nel 2025		
Dividendi relativi al 2024	4.773	0,47
Acconto sul dividendo 2025[2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2025	**4.773**	**0,47**

(1) 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).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2025 e messo in pagamento a decorrere dal 21 gennaio 2026 (acconto dividendo per azione 0,23 euro per complessivi 2.338 milioni di euro).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025, pari a euro 0,49 per azione, per un ammontare complessivo di 4.982 milioni di euro (di cui 0,23 euro per azione a titolo di acconto per complessivi 2.338 milioni di euro), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2026 riunita in unica convocazione.
Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2025, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2025, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 13 novembre 2025 per un importo massimo potenziale di 2.338 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 21 gennaio 2026 al netto della quota spettante alle n. 133.601.075 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 20 gennaio 2026.
Nel corso dell'esercizio sono stati pagati ai detentori di obbligazioni ibride perpetue coupon per un valore complessivo di 266 milioni di euro (246 milioni di euro nel 2024).

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 2025.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2025 e 2024 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Posizione finanziaria non corrente	57.147	60.064	(2.917)
Posizione finanziaria corrente netta	2.925	(1.621)	4.546
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.890)	(2.676)	(214)
Indebitamento finanziario netto	**57.182**	**55.767**	**1.415**
Patrimonio netto di Gruppo	32.068	33.731	(1.663)
Interessenze di terzi	14.737	15.440	(703)
Patrimonio netto	**46.805**	**49.171**	**(2.366)**
Indice debt/equity	**1,22**	**1,13**	**0,09**

L'incremento del rapporto debt/equity che misura la leva finanziaria è ascrivibile sostanzialmente alla riduzione del patrimonio netto complessivo, principalmente per effetto delle operazioni di acquisto azioni proprie da parte di Enel SpA, Enel Américas ed Endesa, e all'incremento dell'indebitamento finanziario netto prevalentemente per l'impatto delle acquisizioni avvenute nel corso dell'anno.

Si rinvia alla nota 46 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

36.3 Interessenze di terzi – *Euro 14.737 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 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Italia	1.206	1.092	29	10
Iberia	6.447	6.517	645	534
America Latina	6.915	7.587	675	652
Europa	1	1	-	-
Nord America	46	124	4	9
Africa, Asia e Oceania	122	119	3	8
Totale	**14.737**	**15.440**	**1.356**	**1.213**

La variazione delle interessenze di terzi è legata principalmente ai dividendi distribuiti (956 milioni di euro) e al decremento conseguente alle operazioni di acquisto azioni proprie da parte di Enel Américas ed Endesa (1.040 milioni di euro), in parte compensati dal risultato del periodo (1.356 milioni di euro).

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 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Società controllate						
Enel Américas	27.479	26.771	5.235	5.954	32.714	32.725
Enel Chile	9.995	10.858	1.732	1.939	11.727	12.797
Endesa	43.773	42.964	3.146	3.930	46.919	46.894

	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Società controllate												
Enel Américas	8.757	9.292	6.208	5.654	14.965	14.946	17.749	17.779	13.124	12.627	4.625	5.152
Enel Chile	3.127	3.637	2.656	2.843	5.783	6.480	5.944	6.317	3.654	3.881	2.290	2.436
Endesa	15.412	15.818	7.677	7.683	23.089	23.501	23.830	23.393	17.384	16.876	6.446	6.517

	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
Milioni di euro	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Società controllate										
Enel Américas	12.629	15.202	1.619	3.108	1.148	2.056	678	1.495	470	561
Enel Chile	4.097	3.852	697	214	513	182	308	90	205	92
Endesa	21.436	21.315	2.760	2.430	2.120	1.773	1.475	1.238	645	535

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

37. Finanziamenti

	Non corrente		Corrente	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Finanziamenti a lungo termine	56.983	60.000	8.803	7.439
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.975	3.645
Totale	**56.983**	**60.000**	**11.778**	**11.084**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 47.2 "Passività finanziarie per categoria".

38. Benefici ai dipendenti – *Euro 1.127 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 2025 e al 31 dicembre 2024 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	al 31.12.2025 Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	al 31.12.2024 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	**3.191**	**213**	**151**	**86**	**3.641**	**4.085**	**216**	**176**	**102**	**4.579**
Costo di servizio	8	1	4	40	53	9	1	4	4	18
Oneri finanziari	320	8	8	3	339	318	7	9	6	340
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	(12)	-	-	-	(12)	(3)	-	-	-	(3)
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(4)	(15)	(7)	(2)	(28)	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(237)	23	45	2	(167)	283	17	(6)	(6)	288
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(2)	-	(10)	-	(12)	4	-	-	-	4
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(1)	-	-	-	(1)	(114)	-	-	-	(114)
(Utili)/Perdite su cambi	(15)	-	(1)	(1)	(17)	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)
Erogazioni	(354)	(13)	(12)	(12)	(391)	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)
Altri movimenti	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	(2)	(2)
Riclassifica nell'attivo di bilancio	8	-	-	-	8	30	-	-	-	30
Variazioni nell'area di consolidamento/passività classificate per la vendita	3	2	-	-	5	2	-	-	-	2
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**2.905**	**219**	**178**	**115**	**3.417**	**3.191**	**213**	**151**	**86**	**3.641**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**2.155**	**-**	**-**	**-**	**2.155**	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**
Proventi finanziari	272	-	-	-	272	204	-	-	-	204
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(48)	-	-	-	(48)	66	-	-	-	66
(Utili)/Perdite su cambi	(17)	-	-	-	(17)	(332)	-	-	-	(332)
Contributi versati dalla Società	387	13	12	8	420	483	13	14	11	521
Erogazioni	(354)	(13)	(12)	(8)	(387)	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-	(114)	-	-	-	(114)
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.395**	**-**	**-**	**-**	**2.395**	**2.155**	**-**	**-**	**-**	**2.155**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	**128**	**-**	**-**	**-**	**128**	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**
Proventi finanziari	15	-	-	-	15	4	-	-	-	4
Cambi nell'asset ceiling	(38)	-	-	-	(38)	99	-	-	-	99
(Utili)/Perdite su cambi	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	(15)
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**105**	**-**	**-**	**-**	**105**	**128**	**-**	**-**	**-**	**128**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**615**	**219**	**178**	**115**	**1.127**	**1.164**	**213**	**151**	**86**	**1.614**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La passività riconosciuta in bilancio si attesta, per il 2025, a 1.127 milioni di euro, in diminuzione di 487 milioni di euro rispetto al 2024. Tale variazione è riconducibile principalmente agli utili attuariali derivanti dall'esperienza e all'incremento del fair value delle attività a servizio dei piani, parzialmente compensati dagli oneri finanziari dell'esercizio.
In Spagna, per un piano di alcune società del Gruppo Endesa, il valore delle attività ha superato l'obbligazione attuariale (surplus); per questo motivo l'eccedenza è stata riclassificata tra le attività 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 2.395 milioni di euro al 31 dicembre 2025.

Di seguito le principali variazioni intervenute a Conto economico durante l'esercizio.

Milioni di euro	2025	2024
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	5	22
Oneri finanziari netti	82	140
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	1	2
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefíci a lungo termine	36	-
Altri movimenti	(1)	(7)
Totale	**123**	**157**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico risulta in diminuzione di 34 milioni di euro, prevalentemente per il decremento degli oneri finanziari netti, parzialmente compensati dall'impatto a Conto economico di altri benefíci a lungo termine.

La seguente tabella riporta le variazioni rilevate durante l'esercizio e direttamente confluite in OCI.

Milioni di euro	2025	2024
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	48	(66)
(Utili)/Perdite su piani a benefíci definiti	(207)	(213)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(38)	99
Altri movimenti	2	3
Totale	**(195)**	**(177)**

La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

%	2025	2024
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	1	4
Titoli a reddito fisso	85	76
Investimenti immobiliari	1	2
Altro	11	14
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	2	4
Totale	**100**	**100**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici 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
	2025				2024			
Tasso di attualizzazione	2,80%-3,37%	3,26%-4,15%	5,33%-12,94%	6,25%-6,60%	2,75%-3,20%	3,04%-3,50%	5,10%-12,95%	6,75%-6,80%
Tasso di inflazione	2,00%	2,05%	3,00%-5,20%	-	2,00%	2,09%	3,00%-5,17%	
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,00%-4,00%	1,55%	4,00%-5,55%	13%-10%	2,00%-4,00%	1,59%	3,80%-5,55%	13%-10%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	4,10%	7,63%-11,20%	-	3,00%	4,18%	7,63%-10,00%	
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,88%	5,33%-12,94%	-	-	3,30%-3,47%	5,10%-12,95%	

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici 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	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	115	12	12	3	(5)	11	8	(3)
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(114)	(11)	(6)	(3)	(88)	(13)	(8)	(9)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(6)	-	(6)	(3)	(56)	(2)	(9)	(8)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	6	-	7	3	(36)	(2)	5	(3)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	3	-	-	3	(137)	(2)	(2)	(3)
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	1	-	-	-	(56)	(2)	(2)	(6)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	21	-	-	-	17	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	288	6	19	-	(297)	3	(1)	(6)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefici 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 benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 367 milioni di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Entro 1 anno	370	351
Tra 1 e 2 anni	320	308
Tra 2 e 5 anni	946	921
Oltre 5 anni	1.462	1.716

39. Fondi rischi e oneri – *Euro 7.549 milioni*

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	699	-	699	688	-	688
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.169	303	2.472	2.447	270	2.717
- contenzioso legale	617	53	670	643	53	696
- oneri per certificati ambientali	-	176	176	-	200	200
- oneri su imposte e tasse	218	12	230	234	18	252
- assicurativi	446	154	600	457	132	589
- altri	1.362	327	1.689	1.134	324	1.458
Totale	**5.511**	**1.025**	**6.536**	**5.603**	**997**	**6.600**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	17	4	21	130	90	220
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	745	247	992	768	246	1.014
TOTALE	**6.273**	**1.276**	**7.549**	**6.501**	**1.333**	**7.834**

Milioni di euro	al 31.12.2024	Accanto-namenti	Rilasci	Utilizzi	Attualiz-zazione	Accantonamenti per fondi smantellamento e ripristino	Variazione perimetro di consoli-damento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"	al 31.12.2025
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- decommissioning nucleare	688	-	-	-	18	(5)	-	-	(2)	-	699
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.717	32	(207)	(138)	81	39	9	(40)	(1)	(20)	2.472
- contenzioso legale	696	218	(158)	(148)	71	-	5	(13)	(1)	-	670
- oneri per certificati ambientali	200	180	(102)	(101)	-	-	-	-	(1)	-	176
- oneri su imposte e tasse	252	35	(57)	(11)	(21)	-	-	(1)	33	-	230
- assicurativi	589	238	-	(164)	(48)	-	-	(15)	-	-	600
- altri	1.458	626	(92)	(358)	41	39	10	(5)	(30)	-	1.689
Totale	**6.600**	**1.329**	**(616)**	**(920)**	**142**	**73**	**24**	**(74)**	**(2)**	**(20)**	**6.536**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	220	12	(2)	(18)	-	-	-	-	(190)	(1)	21
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	1.014	108	(51)	(294)	27	-	-	-	188	-	992
TOTALE	**7.834**	**1.449**	**(669)**	**(1.232)**	**169**	**73**	**24**	**(74)**	**(4)**	**(21)**	**7.549**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2025 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 Enresae 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, rimozione e bonifica del sito

Il fondo "smantellamento, rimozione e bonifica del sito" 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 Chile 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 rimozione e bonifica del sito.

Milioni di euro	Stratificazione temporale pagamenti (valore nominale)	Valore attualizzato
Entro 1 anno	306	308
Oltre 1 anno ed entro i 5 anni	1.104	930
Oltre i 5 anni	2.077	1.234
Totale	**3.487**	**2.472**

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 (364 milioni di euro), in Spagna (130 milioni di euro) e in Italia (79 milioni di euro). L'ammontare del fondo è in linea con l'esercizio precedente.

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 238 milioni di euro.

Fondo certificati ambientali

Relativamente al fondo "certificati ambientali" si rimanda a quanto commentato nella nota 57 "Programmi ambientali".

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 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 199 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 2025 ammonta a 992 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 2025 sono stati effettuati nuovi accantonamenti per 108 milioni di euro principalmente in Italia per programmi *ex* art. 4 e in Spagna per il fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*).

40. Debiti commerciali – *Euro 11.827 milioni*

La voce, pari a 11.827 milioni di euro (13.693 milioni di euro al 31 dicembre 2024), 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 10.946 milioni di euro (12.721 milioni di euro al 31 dicembre 2024) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 881 milioni di euro (972 milioni di euro al 31 dicembre 2024). La riduzione è dovuta principalmente all'Italia per minori debiti verso terzi per acquisto di energia e per forniture di materiali, appalti e prestazioni, alla Spagna per il pagamento dei diritti di emissione di CO_2 e al Cile per minori debiti verso terzi per acquisto energia e per differenze cambio positive.

40.1 Accordi di finanziamento con i fornitori

Il Gruppo partecipa ad accordi con i fornitori con lo scopo principale di facilitare l'elaborazione efficiente dei pagamenti delle loro fatture.
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; in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori partecipanti in relazione alle fatture dovute dal Gruppo prima della data di scadenza della fattura;
- in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori in relazione alle fatture dovute dal Gruppo alla data di scadenza della fattura e il Gruppo rimborsa le banche.

L'accordo non estende significativamente i termini di pagamento oltre i normali termini concordati con altri fornitori che non partecipano. Inoltre, il Gruppo non incorre in alcun interesse aggiuntivo nei confronti della banca sugli importi dovuti ai fornitori.

Considerando che non è stata ottenuta alcuna liberatoria legale, né che le passività originali sono state sostanzialmente modificate al momento della stipula degli accordi, i debiti commerciali originali relativi agli accordi non sono stati cancellati o riclassificati diversamente dal Gruppo. Pertanto, il Gruppo include gli importi soggetti all'accordo tra i debiti commerciali perché la natura e la funzione di questi debiti rimangono le stesse di quelle degli altri debiti commerciali.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

Ulteriori informazioni sui debiti commerciali del Gruppo sono fornite nella tabella seguente.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Valore dei debiti parte degli accordi		
Presentato nella linea dei debiti commerciali:	**566**	**358**
- di cui fornitori pagati da istituti finanziari	502	326
- per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento	64	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	-	-

41. Altre passività finanziarie non correnti – *Euro 565 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	164	64	100	-
Risconti passivi finanziari non correnti	149	141	8	5,7%
Debiti verso azionisti	252	-	252	-
Totale	**565**	**205**	**360**	**-**

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, e alla rilevazione dei "debiti verso azionisti" in Nord America, connessa al perfezionamento dell'operazione di asset swap di Enel Green Power North America con Gulf Pacific Power.

42. Altre passività finanziarie correnti – *Euro 910 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Ratei e risconti finanziari passivi correnti	689	678	11	1,6%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	-	14	(14)	-
Debiti verso azionisti	26	-	26	-
Altri debiti	195	153	42	27,5%
Totale	**910**	**845**	**65**	**7,7%**

L'incremento delle "Altre passività finanziarie correnti" è attribuibile prevalentemente all'incremento dei debiti finanziari per derivati scaduti da liquidare (43 milioni di euro) inclusi nella voce "Altri debiti".

Gli "altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" accolgono le passività per il deficit del sistema elettrico spagnolo.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

43. Altre passività non correnti – *Euro 3.219 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Ratei e risconti passivi operativi	399	401	(2)	-0,5%
Debiti verso casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	228	297	(69)	-23,2%
Debiti per tax partnership >12 mesi	659	1.001	(342)	-34,2%
Acconti diversi non correnti	477	424	53	12,5%
Altre partite	1.426	1.125	301	26,8%
Passività non correnti per corrispettivi potenziali - Terzi	30	39	(9)	-23,1%
Totale	**3.219**	**3.287**	**(68)**	**-2,1%**

Le "Altre passività non correnti" si riducono di 68 milioni di euro, prevalentemente per minori debiti per accordi da tax partnership per 342 milioni di euro negli Stati Uniti e per la riduzione verso gestori di mercato e servizi energetici prevalentemente nelle attività di distribuzione in America Latina, solo parzialmente compensati dall'aumento delle "altre partite" per 301 milioni di euro, principalmente in Italia per il debito connesso a oneri accessori per il rinnovo delle concessioni geotermiche.

44. Altre passività correnti – *Euro 14.799 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Debiti diversi verso clienti	1.844	1.679	165	9,8%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	5.290	5.281	9	0,2%
Debiti verso il personale	474	514	(40)	-7,8%
Debiti tributari diversi	888	1.289	(401)	-31,1%
Debiti verso istituti di previdenza	245	244	1	0,4%
Contingent consideration	8	21	(13)	-61,9%
Ratei e risconti passivi correnti	524	537	(13)	-2,4%
Debiti per derivati scaduti su commodity energetiche <12 mesi	227	246	(19)	-7,7%
Debiti per dividendi	2.558	2.523	35	1,4%
Debiti per tax partnership <12 mesi	286	362	(76)	-21,0%
Acconti diversi correnti	640	635	5	0,8%
Altri debiti	1.815	1.756	59	3,4%
Totale	**14.799**	**15.087**	**(288)**	**-1,9%**

La variazione in diminuzione delle "Altre passività correnti" è essenzialmente dovuta al decremento dei debiti tributari diversi in Italia e Spagna per la riduzione dei debiti per l'imposta sul valore aggiunto rispetto all'anno precedente, e al decremento dei debiti per tax partnership nelle società del Nord America a seguito dell'entrata in produzione di taluni impianti.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

45. Flussi finanziari

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]	**8.195**	**7.143**	**1.052**
Cash flow da attività operativa	13.926	13.223	703
di cui discontinued operation	-	-	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(11.072)	(4.108)	(6.964)
di cui discontinued operation	-	-	
Cash flow da attività di finanziamento	(5.448)	(7.989)	2.541
di cui discontinued operation	-	-	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(282)	(74)	(208)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[2]	**5.319**	**8.195**	**(2.876)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (6.801 milioni di euro al 1° gennaio 2024), "Titoli a breve" pari a 138 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (81 milioni di euro al 1° gennaio 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni di euro al 1° gennaio 2025 (261 milioni di euro al 1° gennaio 2024).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.064 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (8.051 milioni di euro al 31 dicembre 2024), "Titoli a breve" pari a 231 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (138 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 24 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (6 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Il **cash flow da attività operativa** dell'esercizio 2025 è positivo per 13.926 milioni di euro, in aumento di 703 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente per effetto del minor fabbisogno connesso al pagamento delle imposte e degli oneri finanziari, nonostante un maggior fabbisogno relativo alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** del 2025 ha assorbito liquidità per 11.072 milioni di euro, rispetto ai 4.108 milioni di euro del 2024, per effetto essenzialmente del saldo netto negativo tra i flussi di cassa ricevuti per dismissioni di imprese e rami di imprese, minori per 5.569 milioni di euro, e i flussi di cassa corrisposti per acquisizioni in imprese, maggiori per 1.089 milioni di euro.

Infatti, nel 2025 i flussi di cassa ricevuti per dismissioni di imprese o rami di imprese sono pari a 53 milioni di euro a fronte di 5.622 milioni di euro nel 2024.
Nel 2025 le dismissioni di imprese o rami di imprese accolgono il conguaglio legato alla cessione avvenuta nel 2024 del 90% di Duereti Srl ad A2A SpA (24 milioni di euro), la vendita di Wind Autogeneración in Colombia (13 milioni di euro), la cessione di Arroyo Solar negli Stati Uniti (14 milioni di euro) e l'adeguamento prezzo di 2 milioni di euro per la vendita del 50% di Enel Green Power Australia.
L'analoga voce nel 2024 si riferiva principalmente:

- 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 proprietarie di impianti di storage 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.

Inoltre, nell'esercizio 2025, i flussi di cassa pagati per l'acquisizione di imprese o rami di imprese sono pari a 1.089 milioni di euro, mentre nel 2024 non risultano investimenti di questa tipologia.
Nel 2025 gli investimenti in imprese o rami di imprese accolgono:

- l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL da parte di Endesa Generación al netto della cassa acquisita di 10 milioni di euro (949 milioni di euro);
- l'acquisizione del 62,5% della società Compañía Eólica Tierras Altas SA da parte di Enel Green Power España

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

al netto della cassa acquisita di 14 milioni di euro (29 milioni di euro);
- l'acquisizione del 50% di Ewiva da parte di Enel X Srl (30 milioni di euro);
- l'acquisizione di due impianti eolici in Germania da parte di Enel Green Power Germany GmbH (44 milioni di euro);
- un'operazione di asset swap negli Stati Uniti (37 milioni di euro).

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 5.448 milioni di euro, mentre nel 2024 ne aveva assorbita per 7.989 milioni di euro. Il flusso del 2025 è sostanzialmente relativo:
- alla variazione positiva dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 1.302 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 5.794 milioni di euro, cui si aggiungono 266 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride;
- all'emissione di obbligazioni ibride per 1.974 milioni di euro e al relativo rimborso per 900 milioni di euro;
- all'acquisto di azioni proprie da parte di Enel SpA per 1.005 milioni di euro, Endesa per 525 milioni di euro ed Enel Américas per 417 milioni di euro;
- alla cessione a Masdar, per 182 milioni di euro, di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99% del capitale sociale, in Enel Green Power España Solar 2 SLU.

Nel 2025 il cash flow legato all'attività di investimento, pari a 11.072 milioni di euro, e il cash flow da attività di finanziamento, pari a 5.448 milioni di euro, hanno interamente assorbito i flussi di cassa derivanti dall'attività operativa, positivi per 13.926 milioni di euro.
La residua parte ha quindi determinato una riduzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2025 di 2.876 milioni di euro (inclusi anche i 282 milioni di euro connessi all'andamento dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro).

46. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – *Euro 57.182 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 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Finanziamenti a lungo termine	37	56.983	60.000	(3.017)	-5,0%
Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto[1]	41	164	64	100	-
Finanziamenti a breve termine	37	2.975	3.645	(670)	-18,4%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto[2]	42	-	14	(14)	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	37	8.803	7.439	1.364	18,3%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	28.1	(2.890)	(2.676)	(214)	-8,0%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	29.1	(3.788)	(4.668)	880	18,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	34	(5.065)	(8.051)	2.986	37,1%
Totale		**57.182**	**55.767**	**1.415**	**2,5%**

(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 2025 e al 31 dicembre 2024, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	5	33	(28)	-84,8%
Depositi bancari e postali	4.234	4.762	(528)	-11,1%
Disponibilità liquide	**4.239**	**4.795**	**(556)**	**-11,6%**
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	**826**	**3.256**	**(2.430)**	**-74,6%**
Titoli	230	138	92	66,7%
Crediti finanziari a breve termine	2.186	2.356	(170)	-7,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.372	2.174	(802)	-36,9%
Altre attività finanziarie correnti	**3.788**	**4.668**	**(880)**	**-18,9%**
Liquidità	**8.853**	**12.719**	**(3.866)**	**-30,4%**
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(192)	(344)	152	44,2%
Commercial paper	(2.342)	(2.406)	64	2,7%
Altri debiti finanziari correnti[1]	(441)	(909)	468	51,5%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	**(2.975)**	**(3.659)**	**684**	**18,7%**
Quota corrente di finanziamenti bancari	(3.017)	(1.742)	(1.275)	-73,2%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(5.419)	(5.318)	(101)	-1,9%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(367)	(379)	12	3,2%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	**(8.803)**	**(7.439)**	**(1.364)**	**-18,3%**
Indebitamento finanziario corrente	**(11.778)**	**(11.098)**	**(680)**	**-6,1%**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(2.925)**	**1.621**	**(4.546)**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(13.528)	(14.755)	1.227	8,3%
Debiti verso altri finanziatori[2]	(2.883)	(3.027)	144	4,8%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	**(16.411)**	**(17.782)**	**1.371**	**7,7%**
Obbligazioni	**(40.736)**	**(42.282)**	**1.546**	**3,7%**
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	**-**	**-**	**-**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente	**(57.147)**	**(60.064)**	**2.917**	**4,9%**
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**44**	**14**	**30**	**-**
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**(426)**	**(75)**	**(351)**	**-**
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	**(60.454)**	**(58.504)**	**(1.950)**	**-3,3%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.890**	**2.676**	**214**	**8,0%**
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**(44)**	**(14)**	**(30)**	**-**
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**426**	**75**	**351**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(57.182)**	**(55.767)**	**(1.415)**	**-2,5%**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nella voce "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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 1.170 milioni di euro (2.003 milioni di euro al 31 dicembre 2024), "Derivati finanziari attivi correnti" per 2.408 milioni di euro (3.512 milioni di euro al 31 dicembre 2024), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 3.314 milioni di euro (2.915 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 2.343 milioni di euro (3.584 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

Strumenti finanziari

47. 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.

47.1 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 valutati al fair value rilevato a Conto economico.

		Non correnti		Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Attività finanziarie al costo ammortizzato	47.1.1	**5.203**	**5.100**	**21.567**	**27.321**
Attività finanziarie al FVOCI	47.1.2	**1.281**	**1.159**	**230**	**138**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	47.1.3	180	126	2.039	2.793
Altre attività finanziarie al FVTPL	47.1.3	4.688	4.036	609	200
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**4.868**	**4.162**	**2.648**	**2.993**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	47.1.4	63	103	49	18
Derivati di cash flow hedge	47.1.4	927	1.774	320	701
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**990**	**1.877**	**369**	**719**
TOTALE		**12.342**	**12.298**	**24.814**	**31.171**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla nota 51 "Attività e passività misurate al fair value".

47.1.1 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

		Non correnti			Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	34	4.507	8.022
Crediti commerciali	33	2.196	2.333	33	12.359	13.608
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	29.1	1.372	2.174
Cash collateral		-	-	29.1	2.033	1.982
Crediti finanziari	28.1	2.174	2.101	29.1	102	203
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	28	260	262	29	12	12
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreements (JDA) al costo ammortizzato	28	13	12	29	-	10
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		560	392		1.182	1.310
Totale		**5.203**	**5.100**		**21.567**	**27.321**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 26.770 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (32.421 milioni di euro al 31 dicembre 2024) e sono rilevate al netto dei relativi fondi per perdite attese, pari a 4.250 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (4.152 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 a tale data e la probabilità di default alla data di riferimento del bilancio. In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o lungo tutta la vita dell'attività (ECL Lifetime) (c.d. "staging"). In particolare, il fondo è basato sul calcolo delle:
  - ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
  - 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 at-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

tese 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 31.12.2025			al 31.12.2024		
Milioni di euro	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.507	-	4.507	8.022	-	8.022
Crediti commerciali	18.374	3.819	14.555	19.704	3.763	15.941
Crediti finanziari	6.033	339	5.694	6.799	317	6.482
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.106	92	2.014	2.048	72	1.976
Totale	**31.020**	**4.250**	**26.770**	**36.573**	**4.152**	**32.421**

Per determinare 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 alle 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 valutare 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 01.01.2024	**42**	**269**
Accantonamenti	28	59
Utilizzi	-	(22)
Rilasci a Conto economico	(9)	(6)
Altre variazioni	58	(102)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**119**	**198**
Saldo di apertura al 01.01.2025	**119**	**198**
Accantonamenti	4	45
Utilizzi	-	(30)
Rilasci a Conto economico	(2)	(5)
Altre variazioni	(3)	13
Saldo di chiusura al 31.12.2025	**118**	**221**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	Fondo perdite attese Lifetime
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**
Saldo di apertura al 01.01.2025	**3.763**
Accantonamenti	1.176
Utilizzi	(830)
Rilasci a Conto economico	(262)
Altre variazioni	(28)
Saldo di chiusura al 31.12.2025	**3.819**

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 01.01.2024	**12**
Accantonamenti	227
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(4)
Altre variazioni	(163)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**72**
Saldo di apertura al 01.01.2025	**72**
Accantonamenti	155
Utilizzi	2
Rilasci a Conto economico	(7)
Altre variazioni	(130)
Saldo di chiusura al 31.12.2025	**92**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Si precisa che nella nota 48 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

47.1.2 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 31.12.2025	al 31.12.2024	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Partecipazioni in altre imprese al FVOCI	28	567	587		-	-
Titoli	28.1	714	572	29.1	230	138
Totale		**1.281**	**1.159**		**230**	**138**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti
Saldo di apertura al 01.01.2025	**587**
Acquisizioni	9
Vendite	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(24)
Altre variazioni	(5)
Saldo di chiusura al 31.12.2025	**567**

Titoli e altri crediti al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2025	**572**	**138**
Acquisizioni	374	97
Vendite	(38)	(199)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(12)	(1)
Riclassifiche	(193)	193
Altre variazioni	11	2
Saldo di chiusura al 31.12.2025	**714**	**230**

47.1.3 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 31.12.2025	al 31.12.2024	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Derivati al FVTPL	50	180	126	50	2.039	2.793
Investimenti in attività liquide		-	-	34	558	29
Titoli e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali al FVTPL	28.1	2	3		-	-
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	28	6	8		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	28	4.593	3.930		-	-
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreements (JDA) al FVTPL	28	87	95		-	-
Altre attività finanziarie al FVTPL		-	-		51	171
Totale		**4.868**	**4.162**		**2.648**	**2.993**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

47.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

47.2 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 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	47.2.1	**58.508**	**61.333**	**32.863**	**33.702**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	47.4	138	133	1.910	2.848
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**138**	**133**	**1.910**	**2.848**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	47.4	23	28	1	-
Derivati di cash flow hedge	47.4	3.153	2.754	432	736
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**3.176**	**2.782**	**433**	**736**
TOTALE		**61.822**	**64.248**	**35.206**	**37.286**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".
Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 51 "Attività e passività misurate al fair value".

47.2.1 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 31.12.2025	al 31.12.2024	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Finanziamenti a lungo termine	47.3	56.983	60.000	47.3	8.803	7.439
Finanziamenti a breve termine		-	-	47.3	2.975	3.645
Debiti commerciali	40	881	972	40	10.946	12.721
Altri debiti finanziari		644	361		10.139	9.897
Totale		**58.508**	**61.333**		**32.863**	**33.702**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

47.3 Finanziamenti

47.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 65.786 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 31.12.2025					al 31.12.2024					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	24.998	24.808	3.878	20.930	24.025	26.885	26.632	3.458	23.174	25.670	(1.824)
- tasso variabile quotate	1.927	1.911	379	1.532	1.950	1.770	1.756	315	1.441	1.758	155
- tasso fisso non quotate	19.413	19.202	1.065	18.137	19.358	19.077	18.881	1.448	17.433	18.451	321
- tasso variabile non quotate	234	234	97	137	240	331	331	97	234	339	(97)
Totale obbligazioni	**46.572**	**46.155**	**5.419**	**40.736**	**45.573**	**48.063**	**47.600**	**5.318**	**42.282**	**46.218**	**(1.445)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	3.318	3.305	428	2.877	3.313	3.485	3.465	234	3.231	3.444	(160)
- tasso variabile	13.303	13.231	2.589	10.642	13.699	13.058	13.014	1.508	11.506	13.142	217
- uso linee di credito revolving	9	9	-	9	13	18	18	-	18	22	(9)
Totale finanziamenti bancari	**16.630**	**16.545**	**3.017**	**13.528**	**17.025**	**16.561**	**16.497**	**1.742**	**14.755**	**16.608**	**48**
Leasing:											
- tasso fisso	2.819	2.819	319	2.500	2.819	2.892	2.892	306	2.586	2.892	(73)
- tasso variabile	28	28	9	19	28	39	39	12	27	39	(11)
Totale leasing	**2.847**	**2.847**	**328**	**2.519**	**2.847**	**2.931**	**2.931**	**318**	**2.613**	**2.931**	**(84)**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	236	236	39	197	236	411	411	61	350	411	(175)
- tasso variabile	3	3	-	3	2	-	-	-	-	-	3
Totale altri finanziamenti non bancari	**239**	**239**	**39**	**200**	**238**	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**(172)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**50.784**	**50.370**	**5.729**	**44.641**	**49.751**	**52.750**	**52.281**	**5.507**	**46.774**	**50.868**	**(1.911)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**15.504**	**15.416**	**3.074**	**12.342**	**15.932**	**15.216**	**15.158**	**1.932**	**13.226**	**15.300**	**258**
TOTALE	**66.288**	**65.786**	**8.803**	**56.983**	**65.683**	**67.966**	**67.439**	**7.439**	**60.000**	**66.168**	**(1.653)**

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile al 31.12.2025	Valore nominale al 31.12.2025	Saldo contabile al 31.12.2024	Valore nominale al 31.12.2024	Tasso medio di interesse in vigore al 31.12.2025	Tasso di interesse effettivo in vigore al 31.12.2025	Tasso medio di interesse in vigore al 31.12.2024	Tasso di interesse effettivo in vigore al 31.12.2024
Euro	**32.684**	**32.829**	**34.349**	**34.512**	**2,4%**	**2,6%**	**2,6%**	**2,8%**
Dollaro statunitense	24.407	24.670	25.103	25.343	4,9%	5,1%	5,0%	5,1%
Sterlina inglese	3.646	3.711	3.819	3.919	4,3%	4,5%	4,3%	4,5%
Peso colombiano	2.210	2.213	2.005	2.009	10,6%	10,6%	11,8%	11,8%
Real brasiliano	2.082	2.104	1.465	1.482	10,7%	10,8%	9,8%	9,9%
Franco svizzero	140	140	138	138	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Peso cileno/UF	462	464	465	467	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%
Altre valute	155	157	95	96				
Totale valute non euro	**33.102**	**33.459**	**33.090**	**33.454**				
TOTALE	**65.786**	**66.288**	**67.439**	**67.966**				

I finanziamenti a lungo termine espressi in divise diverse dall'euro hanno subíto un incremento di 12 milioni di euro.

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)

Milioni di euro	Valore nominale al 31.12.2024	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale al 31.12.2025
Obbligazioni	48.063	(5.226)	-	6.289	(2.554)	46.572
Finanziamenti	19.903	(2.428)	(333)	3.067	(493)	19.716
- di cui leasing	*2.931*	*(453)*	*(29)*	*535*	*(137)*	*2.847*
Totale finanziamenti a lungo termine	**67.966**	**(7.654)**	**(333)**	**9.356**	**(3.047)**	**66.288**

Il valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine, pari a 66.288 milioni di euro al 31 dicembre 2025, registra un decremento di 1.678 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024; tale diminuzione è stata determinata da rimborsi pari a 7.654 milioni di euro a fronte di nuove emissioni pari a 9.356 milioni di euro, differenze positive dei cambi pari a 3.047 milioni di euro e variazioni del perimetro di consolidamento per 333 milioni di euro, principalmente connesse alla riclassifica delle passività finanziarie di EGP México tra le attività e passività destinate alla vendita.
I rimborsi effettuati nel 2025 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 5.226 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 2.428 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi di obbligazioni effettuati nel corso del 2025 si segnalano:

- 985 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a gennaio 2025;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto ad aprile 2025;
- 180 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto ad aprile 2025;
- 51 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel scaduto a maggio 2025;
- 350 milioni di real brasiliani (equivalenti a 54 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto a maggio 2025;
- 750 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 647 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a giugno 2025;
- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a luglio 2025;
- 295.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 66 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Colombia, scaduto a settembre 2025;
- 750 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 647 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a ottobre 2025;
- 1.250 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a novembre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 349 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 297 milioni di euro al 31 dicembre 2025) relativi a un finanziamento a tasso variabile di Enel SpA scaduto a ottobre 2025;
- 425 milioni di euro di finanziamenti da parte di società italiane del Gruppo, di cui 403 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- 517 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 505 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 563 milioni di euro relativo a finanziamenti bancari relativi a società sudamericane, di cui 197 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 70 milioni di euro relativo a finanziamenti sostenibili di Enel Finance America.

Le emissioni effettuate nel corso del 2025 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 6.289 milioni di euro e a finanziamenti per 3.067 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche delle principali operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2025 e convertite in euro al cambio del 31 dicembre 2025.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni						
Enel Finance International	24/02/2025	500	EUR	3,50%	Tasso fisso	24/02/2036
Enel Finance International	24/02/2025	750	EUR	3,00%	Tasso fisso	24/02/2031
Enel Finance International	24/02/2025	750	EUR	2,63%	Tasso fisso	24/02/2028
Enel Finance International	30/09/2025	851	USD	5,75%	Tasso fisso	30/09/2055
Enel Finance International	30/09/2025	1.064	USD	5,00%	Tasso fisso	30/09/2035
Enel Finance International	30/09/2025	1.064	USD	4,38%	Tasso fisso	30/09/2030
Enel Finance International	30/09/2025	851	USD	4,13%	Tasso fisso	30/09/2028
Enel Distribuição Ceará	27/05/2025	78	BRL	CDI + 1,10%	Tasso variabile	15/05/2029
Enel Distribuição Ceará	27/05/2025	78	BRL	IPCA + 7,9%	Tasso variabile	15/05/2030
Enel Distribuição São Paulo	29/05/2025	151	BRL	CDI + 1,10%	Tasso variabile	15/05/2028
Enel Distribuição São Paulo	29/05/2025	58	BRL	IPCA + 8,3%	Tasso variabile	15/06/2029
Enel Distribuição São Paulo	07/10/2025	78	BRL	IPCA + 7,5%	Tasso variabile	15/09/2035
Totale obbligazioni		**6.273**				
Finanziamenti bancari						
Enel Finance International	24/07/2025	426	USD	SOFR 6M + 0,75%	Tasso variabile	31/01/2038
e-distribuzione	11/02/2025	250	EUR	EURIBOR 6M + 0,747%	Tasso variabile	13/02/2040
e-distribuzione	12/12/2025	200	EUR	EURIBOR 6M + 0,89%	Tasso variabile	12/12/2040
e-distribuzione	22/10/2025	230	EUR	EURIBOR 6M + 0,43%	Tasso variabile	29/01/2038
Enel Sole	04/11/2025	70	EUR	EURIBOR 6M + 0,43%	Tasso variabile	29/01/2038
Edesur	23/06/2025	70	ARS	TAMCORI + 6,75%	Tasso variabile	23/06/2028
Enel Distribuição São Paulo	28/11/2025	137	EUR	3,31%	Tasso fisso	26/11/2027
Emgesa	26/11/2025	175	COP	IBR 3M + 1,69%	Tasso variabile	26/11/2032
Emgesa	26/11/2025	68	COP	IBR 3M + 1,70%	Tasso variabile	26/11/2029
Emgesa	22/12/2025	149	COP	IBR 3M + 1,75%	Tasso variabile	22/12/2030
Totale finanziamenti bancari		**1.775**				

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 31.12.2025						al 31.12.2024					
Milioni di euro	Saldo contabile	Valore 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	**32.684**	**32.829**	**49,5%**	**22.585**	**55.414**	**83,6%**	**34.349**	**34.512**	**50,8%**	**22.443**	**56.955**	**83,8%**
Dollaro statunitense	24.407	24.670	37,3%	(19.288)	5.382	8,2%	25.103	25.343	37,3%	(19.122)	6.221	9,2%
Sterlina inglese	3.646	3.711	5,6%	(3.711)	-	-	3.819	3.919	5,8%	(3.919)	-	-
Peso colombiano	2.210	2.213	3,3%	-	2.213	3,3%	2.005	2.009	3,0%	-	2.009	3,0%
Real brasiliano	2.082	2.104	3,2%	685	2.789	4,2%	1.465	1.482	2,2%	870	2.352	3,5%
Franco svizzero	140	140	0,2%	(140)	-	-	138	138	0,1%	(138)	-	-
Peso cileno/UF	462	464	0,7%	(160)	304	0,5%	465	467	0,7%	(170)	297	0,4%
Altre valute	155	157	0,2%	29	186	0,2%	95	96	0,1%	36	132	0,1%
Totale valute non euro	**33.102**	**33.459**	**50,5%**	**(22.585)**	**10.874**	**16,4%**	**33.090**	**33.454**	**49,2%**	**(22.443)**	**11.011**	**16,2%**
TOTALE	**65.786**	**66.288**	**100,0%**	**-**	**66.288**	**100,0%**	**67.439**	**67.966**	**100,0%**	**-**	**67.966**	**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.

	2025				2024			
Milioni di euro	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%
Tasso variabile	15.504	23,4%	11.827	17,8%	15.216	22,4%	10.732	15,8%
Tasso fisso	50.784	76,6%	54.461	82,2%	52.750	77,6%	57.234	84,2%
Totale	**66.288**		**66.288**		**67.966**		**67.966**	

Al 31 dicembre 2025 il 23,4% del valore nominale di finanziamenti a lungo termine è espresso a tassi variabili (22,4% al 31 dicembre 2024). 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 2025 risulta pari a 17,8% del valore nominale di finanziamenti a lungo termine (15,8% al 31 dicembre 2024).

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 indebitamenti 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:

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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 Note - 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:

- 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.

Si segnala che nel mese di settembre 2022 è stato sottoscritto un finanziamento tra 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 Citibank per un importo fino a 800 milioni di dollari statunitensi (il "Finanziamento EIFO 2022").
Inoltre, nel mese di luglio 2025 Enel SpA ha sottoscritto con Citibank ed EIFO un accordo quadro di finanziamento per un importo massimo di 800 milioni di dollari statunitensi; sulla base di tale accordo quadro sono stati stipulati tre contratti di finanziamento (i "Finanziamenti EIFO 2025" e, congiuntamente con il "Finanziamento EIFO 2022", i "Finanziamenti EIFO"), assistiti da garanzia di Enel. In particolare, tali finanziamenti sono stati sottoscritti da Citibank, in qualità di prestatore, ed EIFO, in qualità ulteriore di garante, con Enel SpA (in qualità di garante), con EFI (nel mese di luglio 2025), e-distribuzione SpA ("e-distribuzione") ed Enel Sole Srl (nel mese di ottobre 2025).
I Finanziamenti EIFO contengono i covenant tipici della prassi internazionale e dei finanziamenti supportati da agenzie di credito all'esportazione ("export credit agencies").

Si segnala che nel mese di dicembre 2025 è stato sottoscritto un finanziamento "bridge" da parte di alcune so-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

cietà messicane del Gruppo Enel con BNP Paribas, suddiviso in tre contratti, assistito da garanzia di Enel SpA, per un importo complessivo pari a 510 milioni di dollari statunitensi.

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 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.

47.3.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 2.975 milioni*

Al 31 dicembre 2025 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 2.975 milioni di euro, registrando un decremento di 670 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2024, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti verso banche a breve termine	192	344	(152)
Commercial paper	2.342	2.406	(64)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	289	732	(443)
Altri finanziamenti a breve termine	152	163	(11)
Totale finanziamenti a breve termine	**2.975**	**3.645**	**(670)**

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.342 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, Endesa, Enel Finance America e il gruppo Enersis Américas.
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 4.257 milioni di euro al 31 dicembre 2025, di Enel Finance America.

Al 31 dicembre 2025 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 finalizzate a mobilitare capitale privato per lo sviluppo sostenibile, il cui valore complessivo ammonta a circa 10,8 miliardi di euro. Più in particolare, nel corso del 2025 il Gruppo ha siglato prestiti di tale natura per un totale di circa 2,2 miliardi di euro. Tra le principali operazioni si evidenzia il finanziamento General Corporate Purpose e Sustainability-Linked per complessivi 756 milioni di euro, firmato con l'agenzia di credito all'esportazione danese, EIFO, in favore di diverse sussidiarie del Gruppo Enel.

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 1.250 milioni di euro ancora in circolazione al 31 dicembre 2025.

47.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

47.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	2025 Utili/(Perdite)) netti	2025 *di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*	2024 Utili/(Perdite) netti	2024 *di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(808)**	***(1.104)***	**(1.128)**	***(1.388)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	1	-	2	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	19	-	17	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	**20**	**-**	**19**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	5	-	(23)	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**5**	**-**	**(23)**	**-**
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(740)**	**-**	**(4.891)**	**-**

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 12 "Risultati netti da contratti su commodity" e alla nota 13 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

48. 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 2025 e del 31 dicembre 2024 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	Valore nozionale al 31.12.2025	Valore nozionale al 31.12.2024
Da variabile a fisso interest rate swap	5.919	6.875
Da fisso a variabile interest rate swap	798	828
Da variabile a variabile interest rate swap	833	556
Totale	**7.550**	**8.259**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 50 "Derivati ed hedge accounting".

Al 31 dicembre 2025 il 23,4% (22,4% al 31 dicembre 2024) 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 17,8% al 31 dicembre 2025 (15,8% al 31 dicembre 2024).
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.

	2025				
		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	30	(30)		
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			42	(42)
Fair value hedge	25	(2)	2		

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e del 31 dicembre 2024, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

	Valore nozionale	
Milioni di euro	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura di indebitamento in valuta	25.252	25.720
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	1.957	3.795
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.222	1.818
Altri contratti forward	107	292
Totale	**28.538**	**31.625**

In particolare, si evidenziano:
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 25.252 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (25.720 milioni di euro al 31 dicembre 2024);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 3.179 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 (5.613 milioni di euro al 31 dicembre 2024).

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 di investimento, principalmente nel settore della generazione e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), nonché i costi operativi legati alla fornitura di servizi cloud.

Al 31 dicembre 2025 si rileva che il 50,5% (49,2% al 31 dicembre 2024) 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 16,4% al 31 dicembre 2025 (16,2% al 31 dicembre 2024).
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 inde-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

bitamento 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.

	2025				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
Milioni di euro	Incr./Decr. Euro/Dollaro USA	Appr. Euro	Depr. Euro	Appr. Euro	Depr. Euro
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	62	(75)		
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%			(2.357)	2.881
Fair value hedge	10%	(47)	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.).

I prezzi delle commodity power e gas in Europa hanno riportato una graduale riduzione di prezzi e volatilità nel corso del 2025 per via di una progressiva diminuzione delle tensioni geopolitiche e di fondamentali di mercato: tentativi di formalizzazione di accordi di pace tra Russia e Ucraina, minore tensione in Medio Oriente e un significativo aumento della capacità di liquefazione degli Stati Uniti (aumento offerta gas in Europa). 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 2025 qualche superamento dei limiti di rischio del portafoglio di Gruppo a inizio anno 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella di seguito riportata mostra le principali caratteristiche dei contratti PPA e VPP al 31 dicembre 2025.

al 31.12.2025						
Paese	**Tipologia di contratto**	**Sell/Buy**	**Termini contrattuali di prezzo**	**Volume di energia contrattata (GWh)**	**Durata (anni)**	**Trattamento contabile**
Italia	PPA	Buy	Prezzo fisso	100,3	1	FVTPL
Italia	PPA	Buy	Prezzo fisso	500,0	5	FVTPL
Italia	PPA	Buy	Prezzo fisso	290,1	8	Own Use Exemption
Italia	PPA	Buy	Prezzo variabile	1.393,5	1	FVTPL
Italia	VPPA	Sell	Prezzo fisso	1.300,0	2	CFH
Iberia	VPPA	Buy	Prezzo fisso	20.330,0	15	CFH
Iberia	VPPA	Buy	Prezzo fisso	1.360,0	16	FVTPL
Iberia	VPPA	Sell	Prezzo fisso	14.803,0	18	CFH
Germania	PPA	Buy	Prezzo fisso	39,4	1	FVTPL
Germania	PPA	Buy	Prezzo variabile	50,5	1-2	FVTPL
Germania	VPPA	Buy	Prezzo variabile	119,2	1-2	FVTPL
Brasile	PPA	Buy	Prezzo fisso	14,5	0-3	FVTPL
Brasile	PPA	Buy	Prezzo fisso	10.197,0	0-3	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Buy	Prezzo fisso	3.720,0	10-15	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Sell	Prezzo fisso	58,3	0-3	FVTPL
Brasile	PPA	Sell	Prezzo fisso	33.735,0	10-15	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Sell	Prezzo fisso	90.659,0	15>	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Sell	Prezzo fisso	55.061,0	4-6	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Sell	Prezzo fisso	12.676,0	7-9	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	Prezzo fisso	304.756,0	1-22	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	Prezzo variabile	21,0	1-22	Own Use Exemption
Cile	PPA	Buy	Prezzo fisso	35.018,0	1-16	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	Prezzo fisso	22.794,0	1-18	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	Prezzo fisso	1.747,2	11-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	Prezzo fisso	8.055,3	6-10	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	Prezzo fisso	6.756,2	1-5	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	Prezzo fisso	46.193,1	11-16	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	Prezzo fisso	11.515,7	11-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	Prezzo fisso	16.531,8	6-10	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	Prezzo fisso	30.829,8	1-5	Own Use Exemption
Costa Rica	PPA	Sell	Prezzo fisso	312,5	2-5	Own Use Exemption
Guatemala	PPA	Sell	Prezzo fisso	856,1	1-3	Own Use Exemption
Guatemala	PPA	Sell	Prezzo variabile	2,3	1-3	Own Use Exemption
Panama	PPA	Buy	Prezzo fisso	1.394,5	3-7	Own Use Exemption
Panama	PPA	Sell	Prezzo fisso	4.189,7	3-7	Own Use Exemption
Sudafrica	PPA	Sell	Prezzo fisso	1,5	10-21	Own Use Exemption
Stati Uniti	VPPA	Sell	Prezzo fisso	84.648,0	11-20	CFH
Stati Uniti	VPPA	Sell	Prezzo fisso	3.117,8	10-15	FVTPL
Stati Uniti	PPA	Sell	Prezzo fisso	547,4	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	Prezzo fisso	134.977,3	10-30	Own Use Exemption
Stati Uniti	PPA	Sell	Prezzo variabile	6.797,7	20	Own Use Exemption

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e al 31 dicembre 2024, suddiviso per tipologia di strumento.

	Valore nozionale	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Contratti forward e future	38.085	48.608
Swap	3.239	6.024
Opzioni	3.962	1.464
Totale	**45.286**	**56.096**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 50 "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.

	2025				
		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%	109	51	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	(7)	2	(254)	263

Credito

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 originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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, 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 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 benefici 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 2025 l'andamento delle curve di incasso si è mantenuto complessivamente stabile rispetto all'esercizio precedente nei Paesi dell'area europea, nonostante un temporaneo rallentamento registrato nei primi mesi dell'anno su alcuni segmenti di clientela del mercato spagnolo. Tale rallentamento è stato progressivamente recuperato e ha condotto a un graduale riallineamento ai livelli osservati nel 2024.
Parallelamente, il portafoglio Latam ha registrato nel 2025 un andamento in crescita delle curve di incasso rispetto all'esercizio precedente, con incrementi particolarmente significativi in Argentina e Cile. Gli impatti potenzialmente negativi derivanti dal deterioramento del contesto macroeconomico, dagli aumenti tariffari e dalle emergenze climatiche sono stati in parte mitigati grazie all'implementazione di piani d'azione mirati all'ottimizzazione delle strategie di recupero crediti.
In definitiva, il portafoglio del Gruppo ha confermato anche nel 2025 una buona resilienza al contesto macroeconomico, sostenuta dal continuo rafforzamento dei processi di collection – in particolare attraverso la digitalizzazione dei canali di incasso e delle notifiche e l'attivazione di piani di rientro mirati – oltre che dalla crescente diversificazione della customer base.

Crediti finanziari

Milioni di euro	al 31.12.2025				
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	2,1%	5.565	118	5.447
Underperforming	Lifetime ECL	8,0%	200	16	184
Non-performing	Lifetime ECL	76,5%	268	205	63
Totale			**6.033**	**339**	**5.694**

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	4,66%	6.262	292	5.970
Underperforming	Lifetime ECL	1,20%	166	2	164
Non-performing	Lifetime ECL	6,20%	371	23	348
Totale			**6.799**	**317**	**6.482**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro	al 31.12.2025 Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**107**	**-**	**107**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	7.494	35	7.459
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,1%	701	8	693
- 31-60 giorni	25,6%	43	11	32
- 61-90 giorni	15,6%	32	5	27
- 91-120 giorni	-	27	(1)	28
- 121-150 giorni	-	19	4	15
- 151-180 giorni	26,1%	23	6	17
- più di 180 giorni (credit impaired)	90,2%	1.481	1.336	145
Totale crediti commerciali		**9.820**	**1.404**	**8.416**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,3%	1.821	42	1.779
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	5	-	5
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	27,2%	151	41	110
Totale altri crediti		**1.977**	**83**	**1.894**
TOTALE		**11.904**	**1.487**	**10.417**

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	**-**	**97**	**-**	**97**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	6.627	31	6.596
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,4%	217	3	214
- 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)	87,1%	1.419	1.236	183
Totale crediti commerciali		**8.476**	**1.287**	**7.189**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,3%	1.644	38	1.606
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)	28,2%	103	29	74
Totale altri crediti		**1.757**	**69**	**1.688**
TOTALE		**10.330**	**1.356**	**8.974**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro	al 31.12.2025 Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**5,4%**	**74**	**4**	**70**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,5%	4.299	108	4.191
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	3,6%	718	26	692
- 31-60 giorni	16,0%	212	34	178
- 61-90 giorni	27,3%	121	33	88
- 91-120 giorni	27,5%	102	28	74
- 121-150 giorni	48,3%	89	43	46
- 151-180 giorni	32,8%	67	22	45
- più di 180 giorni (credit impaired)	72,0%	2.946	2.121	825
Totale crediti commerciali		**8.554**	**2.415**	**6.139**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	7,5%	93	7	86
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	8,7%	23	2	21
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	13	-	13
Totale altri crediti		**129**	**9**	**120**
TOTALE		**8.757**	**2.428**	**6.329**

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	2,7%	7.063	191	6.872
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	4,1%	798	33	765
- 31-60 giorni	22,6%	186	42	144
- 61-90 giorni	36,0%	114	41	73
- 91-120 giorni	41,0%	117	48	69
- 121-150 giorni	30,6%	85	26	59
- 151-180 giorni	48,4%	95	46	49
- più di 180 giorni (credit impaired)	74,0%	2.770	2.049	721
Totale crediti commerciali		**11.228**	**2.476**	**8.752**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,4%	258	1	257
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	3,1%	32	1	31
- 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		**291**	**3**	**288**
TOTALE		**11.658**	**2.482**	**9.176**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 il profilo di rischio di Enel non ha subíto variazioni rispetto a dicembre 2024, confermando quindi i seguenti rating: Moody's "Baa1" con outlook stabile, Fitch "BBB+" con outlook stabile e Standard & Poor's "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 31.12.2025		al 31.12.2024	
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	136	17.999	374	19.386
Linee di credito uncommitted	679	-	941	-
Commercial paper	15.195	-	15.423	-
Totale	**16.010**	**17.999**	**16.738**	**19.386**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2027	2028	2029	2030	Oltre
Indebitamento finanziario lordo a lungo termine							
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	-	3.878	3.799	2.387	2.859	1.310	10.575
- tasso variabile quotate	148	231	205	256	431	281	359
- tasso fisso non quotate	-	1.065	1.464	2.761	1.734	1.055	11.123
- tasso variabile non quotate	-	97	97	-	-	-	40
Totale obbligazioni	**148**	**5.271**	**5.565**	**5.404**	**5.024**	**2.646**	**22.097**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	8	420	888	1.017	124	116	732
- tasso variabile	182	2.407	1.497	1.616	978	1.148	5.403
- uso linee di credito revolving	-	-	-	9	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	**190**	**2.827**	**2.385**	**2.642**	**1.102**	**1.264**	**6.135**
Leasing:							
- tasso fisso	89	230	300	246	168	124	1.662
- tasso variabile	4	5	4	4	4	4	3
Totale leasing	**93**	**235**	**304**	**250**	**172**	**128**	**1.665**
Altri finanziamenti non bancari[1]:							
- tasso fisso	11	28	39	10	10	10	128
- tasso variabile	-	-	-	164	-	-	3
Totale altri finanziamenti non bancari	**11**	**28**	**39**	**174**	**10**	**10**	**131**
Totale indebitamento finanziario lordo a lungo termine	**442**	**8.361**	**8.293**	**8.470**	**6.308**	**4.048**	**30.028**
Indebitamento finanziario lordo a breve termine							
Debiti verso banche a breve termine	133	59	-	-	-	-	-
Commercial paper	1.853	489	-	-	-	-	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	289	-	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	146	6	-	-	-	-	-
Totale indebitamento finanziario lordo a breve termine	**2.421**	**554**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO	**2.863**	**8.915**	**8.293**	**8.470**	**6.308**	**4.048**	**30.028**

(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 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	al 31.12.2025	2025-2029	2030-2034	2035-2039	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	54.617	19.491	14.026	11.592	9.508
- combustibili	30.614	18.938	8.529	2.589	558
Totale	**85.231**	**38.429**	**22.555**	**14.181**	**10.066**

49. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2025 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.

50. 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 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	555	468	33	54	124	-	47	-
- cambi	315	374	30	49	38	162	2	18
Totale	**870**	**842**	**63**	**103**	**162**	**162**	**49**	**18**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	2.724	3.236	81	107	866	765	6	3
- cambi	1.277	13.903	572	1.331	9.762	3.971	3	246
- commodity	1.434	1.348	274	336	3.064	3.902	311	452
Totale	**5.435**	**18.487**	**927**	**1.774**	**13.692**	**8.638**	**320**	**701**
Derivati di trading:								
- tassi	8	10	-	-	-	-	-	-
- cambi	-	-	-	-	261	713	2	23
- commodity	887	817	180	124	16.897	20.202	2.030	2.770
- altro	-	137	-	2	137	-	7	-
Totale	**895**	**964**	**180**	**126**	**17.295**	**20.915**	**2.039**	**2.793**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**7.200**	**20.293**	**1.170**	**2.003**	**31.149**	**29.715**	**2.408**	**3.512**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	740	675	8	16	-	-	-	-
- cambi	675	605	15	12	27	-	1	-
Totale	**1.415**	**1.280**	**23**	**28**	**27**	**-**	**1**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	2.393	2.955	58	116	40	50	-	-
- cambi	14.043	9.126	1.964	1.607	1.302	1.456	69	105
- commodity	3.037	3.738	1.131	1.031	2.927	4.056	363	631
Totale	**19.473**	**15.819**	**3.153**	**2.754**	**4.269**	**5.562**	**432**	**736**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	100	100	20	29
- cambi	17	4	-	-	821	1.311	9	36
- commodity	714	760	138	133	16.326	21.273	1.881	2.783
Totale	**731**	**764**	**138**	**133**	**17.247**	**22.684**	**1.910**	**2.848**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**21.619**	**17.863**	**3.314**	**2.915**	**21.543**	**28.246**	**2.343**	**3.584**

50.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono inizialmente rilevati sia alla data di negoziazione del contratto sia successivamente al loro fair value. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite derivanti dalla valutazione di un derivato dipende dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e, in tal caso, dalla natura dell'elemento coperto.
L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, di cambio e di prezzo delle commodity (ivi inclusi i Virtual PPA) quando sono rispettati tutti i requisiti previsti dall'IFRS 9.
Alla data di designazione 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. Inoltre, il Gruppo valuta e documenta regolarmente l'efficacia della copertura, assicurandosi che, alla data di designazione e successivamente su base continuativa, gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci nel compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.
Per le transazioni future altamente probabili designate come elementi coperti in una relazione di cash flow hedge, il Gruppo verifica e documenta il fatto che tali operazioni siano altamente probabili e presentino un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta il Conto economico.

In base alla natura dei rischi da coprire, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni:
- fair value hedge; o
- cash flow hedge.

Per ulteriori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui il Gruppo è esposto, si rinvia alla nota 48 "Risk management".
Affinché una relazione di copertura sia considerata efficace, devono essere soddisfatti i seguenti requisiti:
- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non deve prevalere sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione deve essere pari a quello utilizzato a fini della gestione del rischio (ossia riflettere la stessa quantità dell'elemento coperto che il Gruppo effettivamente copre e la stessa quantità dello strumento di copertura effettivamente utilizzato per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, il Gruppo verifica l'esistenza di una relazione economica attraverso:
- un'analisi qualitativa, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso;
- un metodo quantitativo (ovvero, regressione lineare) oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

economica, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso.

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.
Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di ranking che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.
Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, reciproche clausole di break up, master netting agreement ecc.).
Al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura, il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura per cui il rischio sottostante il derivato coincide con quello dell'elemento coperto (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity).
L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze; in particolare:

- la relazione di copertura è considerata pienamente efficace mediante un'analisi qualitativa, se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura (per esempio, importo nominale, scadenza e sottostante) corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia, incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura;
- l'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi quantitativa, applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo, usando il derivato ipotetico, se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia. Nello specifico, tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e di un derivato ipotetico, tra la data di riferimento del bilancio e la data di designazione della copertura.

Le principali cause di inefficacia includono:

- il rischio di credito della controparte quando impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto;
- l'indice connesso al rischio coperto, se differente nell'elemento coperto rispetto allo strumento di copertura;
- le differenze nella tempistica dei flussi di cassa degli elementi coperti e degli strumenti di copertura;
- le differenze di quantità o di importo nozionale (per esempio, modifiche all'importo previsto dei flussi di cassa degli elementi coperti e degli strumenti di copertura);
- altri rischi (ovvero, le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura).

Fair value hedge

Il fair value hedge è principalmente utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni del fair value delle passività finanziarie o degli impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico che impatta il Conto economico.
Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.
Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi finanziari attesi attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe impattare il Conto economico.
La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". La quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.
Gli utili e le perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico (per esempio, quando si verifica la transazione attesa oggetto di copertura).
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 mediante un basis adjustment.
Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, gli utili e le perdite cumulati rilevati nella riserva di cash flow hedge fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura avrà impatto a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o le perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.
Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumenti di copertura, in cui solo la variazione di valore

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

dell'elemento spot può essere designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. In particolare, il Gruppo designa solo la variazione di valore dell'elemento spot come strumento di copertura, rilevando i punti forward a OCI, come costi di hedging, per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle energie rinnovabili.
Diversamente, nelle relazioni di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, rilevandoli nel Conto economico complessivo (OCI) come costi di hedging.
Con specifico riferimento alle coperture di cash flow hedge del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse rispetto alla strategia di risk management, il Gruppo applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").
Tale approccio prevede la designazione dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e la sostituzione degli stessi con altri più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.
Coerentemente con la strategia di risk management, il Liquidity Based Approach consente il roll-over di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se sono rispettati entrambi i seguenti requisiti:

- il derivato rappresenta una better proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking; e
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Tale verifica è effettuata trimestralmente.
Alla data del roll-over, la relazione di copertura non viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di fair value efficaci del nuovo derivato continuano a essere contabilizzate a OCI (ovvero, riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato sono rilevate a Conto economico.

50.1.1 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 2025 e al 31 dicembre 2024 distinti per scadenza.

	Maturity						
Milioni di euro	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Al 31.12.2025							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	1.031	1.896	12	256	355	3.892	7.442
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	543	1.478	12	198	278	3.037	5.546
Tasso di interesse medio IRS in EUR	1,91	2,49	0,86	4,34	0,74	2,30	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	-	417	-	-	-	355	772
Tasso di interesse medio IRS in USD		3,28				4,22	

	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	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e al 31 dicembre 2024, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
		Attività	Passività		Attività	Passività	
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2025**			**al 31.12.2024**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	78	-	732	52	-	456
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	2	(8)	687	2	(16)	687
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	3	(32)	890	5	(45)	940
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	-	(3)	111	-	(8)	141
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	84	(23)	5.022	105	(63)	5.925
Totale		**167**	**(66)**	**7.442**	**164**	**(132)**	**8.149**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**
Fair value hedge								
Interest rate swap	679	468	80	54	740	675	(8)	(16)
Totale	**679**	**468**	**80**	**54**	**740**	**675**	**(8)**	**(16)**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	3.590	4.001	87	110	2.433	3.005	(58)	(116)
Totale	**3.590**	**4.001**	**87**	**110**	**2.433**	**3.005**	**(58)**	**(116)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**4.269**	**4.469**	**167**	**164**	**3.173**	**3.680**	**(66)**	**(132)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2025 pari a 7.442 milioni di euro e il corrispondente fair value positivo è pari a 101 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2024 il valore nozionale evidenzia un decremento di 707 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 815 milioni di euro;
- a nuovi interest rate swap per 552 milioni di euro;
- alla riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 443 milioni di euro.

Il fair value dei derivati su tasso di interesse ha evidenziato un miglioramento rispetto all'esercizio precedente pari a 69 milioni di euro. La curva dei tassi di interesse, in particolare dell'area euro, pur registrando un abbassamento della parte a breve a causa del progressivo allentamento delle politiche monetarie restrittive nel corso del 2025, è stata parallelamente interessata da un consistente rialzo nel tratto a medio-lungo termine, segmento in cui risultano concentrate le scadenze dei derivati di copertura su tasso di interesse.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

	2025	2024
Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di interesse	33	(5)
Elemento coperto	(34)	15
Inefficacia	**(1)**	**10**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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	1.419	72	72	1.143	38	38

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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
Finanziamenti a tasso fisso	667	*(8)*	8	661	*(14)*	14
Obbligazioni a tasso fisso	14	*2*	(2)	14	*2*	(2)
Obbligazioni a tasso variabile	749	*(27)*	(72)	522	*(31)*	(53)
Totale	**1.430**	***(33)***	**(66)**	**1.197**	***(43)***	**(41)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Milioni di euro	al 31.12.2025	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	87	28	15	14	13	10	19
Derivati passivi (fair value negativo)	(58)	(26)	(21)	(14)	(13)	(5)	8

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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	6.023	29	29	7.006	(6)	(6)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025					al 31.12.2024				
Milioni di euro	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	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	Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Obbligazioni a tasso variabile	30	-	(30)	-	-	40	-	(40)	-	-
Crediti finanziari a tasso variabile	3	-	(3)	-	-	8	-	(8)	-	-
Finanziamenti a tasso variabile	(70)	(7)	70	-	(1)	(54)	(14)	54	-	2
Totale	**(37)**	**(7)**	**37**	**-**	**(1)**	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e al 31 dicembre 2024.

	Maturity						
Milioni di euro	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2025							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	1.177	2.888	3.133	2.772	1.064	14.218	25.252
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	1.064	1.997	3.108	1.749	1.064	10.856	19.838
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,18	1,09	1,17	1,11	1,18	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	573	-	859	-	2.279	3.711
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP		0,90		0,84		0,81	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	140	-	-	-	-	140
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF		1,21					
Valore nozionale for CCIRS USD/BRL	85	-	-	-	-	394	479
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,29					4,41	
Valore nozionale for CCIRS EUR/BRL	27	178	-	-	-	-	205
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,57	5,68					
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	1.467	704	16				2.187
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	1.198	700	16	-	-	-	1.914
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,12	1,18	1,20				
Valore nozionale - currency forward USD/COP	107	-	-	-	-	-	107
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	5,83						
Valore nozionale - currency forward USD/MXN	48	3	-	-	-	-	51
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/MXN	3.982,87	4.492,0507					
Valore nozionale - currency forward CLF/USD	13	-	-	-	-	-	13
Tasso di cambio contrattuale medio forward - CLF/USD	8,22						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNY	4	-	-	-	-	-	4
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNY	43,75						

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	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 for CCIRS USD/BRL	246	97	-	-	-	479	822
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,22	5,30				4,27	
Valore nozionale for 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						

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e al 31 dicembre 2024 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Milioni di euro		Attività	Passività		Attività	Passività	
Strumento di copertura	**Strumento coperto**	**al 31.12.2025**			**al 31.12.2024**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	32	(16)	1.055	67	(12)	1.141
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	53	(3)	581	115	(4)	612
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziament/Crediti in valuta estera a tasso fisso	75	-	947	39	(70)	1.455
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	16	-	160	8	(2)	202
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	428	(1.949)	22.509	1.223	(1.625)	22.310
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	-	-	-	(7)	32
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(1)	216	1	-	39
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	3	(75)	1.896	181	(3)	3.527
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	-	(5)	75	10	(1)	279
Totale		**607**	**(2.049)**	**27.439**	**1.644**	**(1.724)**	**29.597**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 24.511 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 1.430 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 741 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 66 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 1.896 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di commodity energetiche e metallifere con un fair value negativo complessivo pari a 72 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 291 milioni di euro e un fair value positivo pari a 10 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 di investimento nel settore della generazione di energia e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione) e ai costi operativi della fornitura di servizi cloud.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2025**	**al 31.12.2024**
Fair value hedge								
CCIRS	353	536	32	67	702	605	(16)	(12)
Totale	**353**	**536**	**32**	**67**	**702**	**605**	**(16)**	**(12)**
Cash flow hedge								
Currency forward	495	3.609	3	192	1.692	236	(80)	(4)
CCIRS	10.544	14.265	572	1.385	13.653	10.346	(1.953)	(1.708)
Totale	**11.039**	**17.874**	**575**	**1.577**	**15.345**	**10.582**	**(2.033)**	**(1.712)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**11.392**	**18.410**	**607**	**1.644**	**16.047**	**11.187**	**(2.049)**	**(1.724)**

Al 31 dicembre 2025, il valore nozionale dei Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS) ammonta a 25.252 milioni di euro, evidenziando una diminuzione di 500 milioni di euro rispetto ai 25.752 milioni di euro registrati al 31 dicembre 2024. In particolare:

- si rileva che sono scaduti CCIRS per un valore totale di 2.313 milioni di euro;
- stipulati nuovi derivati per un controvalore complessivo di 4.448 milioni di euro; si segnala in particolare la negoziazione nel mese di settembre 2025 di CCIRS a fronte dell'emissione di un bond multi-tranche per un importo complessivo di 4.500 milioni di dollari statunitensi;
- si registra una riduzione del valore nozionale per 2.635 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 2025, pari a 2.187 milioni di euro (3.845 milioni di euro al 31 dicembre 2024), evidenzia un decremento di 1.658 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 riduzione del valore nominale di tali derivati nel corso del 2025 è principalmente attribuibile alla diminuzione delle coperture valutarie legate all'acquisto di combustibile fossile. Il peggioramento del fair value netto pari a 265 milioni di euro è dovuto all'andamento sfavorevole 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.

	2025	2024
Milioni di euro	**Utili/(Perdite) netti**	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di cambio	(37)	129
Elemento coperto	8	(135)
Inefficacia	**(29)**	**(6)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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)	1.055	16	15	1.141	55	53

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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	533	*(40)*	15	534	*(71)*	14
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	339	*(9)*	(24)	515	*(22)*	(72)
Totale	**872**	***(49)***	**(9)**	**1.049**	***(93)***	**(58)**

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 31.12.2025	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	575	136	197	154	73	71	794
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.033)	3	(56)	46	(92)	31	(373)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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)	24.197	(1.380)	(1.590)	24.611	(323)	(586)
Currency forward	2.187	(78)	(78)	3.845	188	194
Totale	**26.384**	**(1.458)**	**(1.668)**	**28.456**	**(135)**	**(392)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025					al 31.12.2024				
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	(45)	45	5	-	-	(112)	112	-	(1)	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	(76)	76	(1)	-	-	31	(31)	(1)	1	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(16)	16	-	-	-	(6)	6	-	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.840	(1.840)	206	-	113	797	(797)	264	2	128
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	-	-	-	-	-	7	(7)	-	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	1	(1)	-	-	-	(1)	1	-	-	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	72	(72)	-	-	-	(179)	179	-	-	-
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	5	(5)	-	-	-	(14)	14	(5)	-	-
Totale	**1.781**	**(1.781)**	**210**	**-**	**113**	**523**	**(523)**	**258**	**2**	**128**

(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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity 2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Al 31.12.2025							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	292	148	99	97	96	199	931
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	60,0	52,5	33,0	33,0	33,0	32,0	
Valore nozionale su gas	366	76	50	20	10	17	539
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	21,5	18,5	16,5	7,0	7,0	6,0	
Valore nozionale su petrolio	284	130	-	-	-	-	414
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	68,0	67,0					
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	1.086	402	247	238	202	879	3.054
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	64,0	20,0	19,0	18,0	20,0	21,0	
Valore nozionale su gas	2.003	457	-	-	-	-	2.460
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	32,0	27,0					
Valore nozionale su CO_2	441	6	-	-	-	-	447
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	76,0	71,0					
Valore nozionale su petrolio	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)							
Commodity option							
Valore nozionale su energia	52	45	45	53	52	290	537
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	18,5	33,0	33,0	32,0	32,0	33,0	
Valore nozionale su gas	309	-	-	-	-	-	309
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	24,0						
Valore nozionale su CO_2	599	-	-	-	-	-	599
Prezzo medio - commodity option su CO_2 (€/t)	100						
Valore nozionale su petrolio	1.172	-	-	-	-	-	1.172
Prezzo medio - commodity option su petrolio ($/bbl)	69						

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 ($/bbl)	37,6	28,2	26,8	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.607	431	283	169	162	490	4.142
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	79,1	23,9	17,8	16,2	15,6	16,5	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/ shipping ($/t)	-	-	-	-	-	-	
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	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 e al 31 dicembre 2024 suddivisi per tipologia di commodity e di contratto.

	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	343	477	147	210	588	1.114	(120)	(166)
- forward/future	891	1.399	32	62	2.163	2.743	(975)	(748)
- opzioni	436	47	39	25	101	-	(18)	(5)
Totale derivati su energia	**1.670**	**1.923**	**218**	**297**	**2.852**	**3.857**	**(1.113)**	**(919)**
Derivati su carbone/ shipping:								
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	157	512	33	53	796	2.322	(110)	(421)
- forward/future	1.197	2.395	243	361	1.263	1.493	(197)	(299)
- opzioni	771	-	53	-	710	-	(34)	-
Totale derivati su gas e petrolio	**2.125**	**2.907**	**329**	**414**	**2.769**	**3.815**	**(341)**	**(720)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	284	420	37	77	163	122	(32)	(23)
- opzioni	419	-	1	-	180	-	(8)	-
Totale derivati su CO_2	**703**	**420**	**38**	**77**	**343**	**122**	**(40)**	**(23)**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**4.498**	**5.250**	**585**	**788**	**5.964**	**7.794**	**(1.494)**	**(1.662)**

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 31.12.2025	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	585	505	82	42	36	37	86
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.494)	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
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	931	27	27	1.591	44	42
Swap su gas e petrolio	953	(77)	(77)	2.834	(368)	(368)
Forward/future su energia	3.054	(943)	(958)	4.142	(686)	(724)
Forward/future su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	2.460	46	46	3.888	62	74
Forward/future su CO_2	447	5	5	542	54	54
Option su energia	537	21	21	47	20	20
Totale	**10.462**	**(909)**	**(924)**	**13.044**	**(874)**	**(902)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024.

	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
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	966	(966)	14	(1)	689	(689)	17	50
Transazioni future di carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	(26)	26	-	17	317	(317)	-	(17)
Transazioni future di CO_2	14	(14)	-	-	(54)	54	-	-
Totale	**954**	**(954)**	**14**	**16**	**952**	**(952)**	**17**	**33**

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 Nord America e Spagna. Lato gas invece si fa riferimento a operazioni di breve-medio termine principalmente dell'area Italia e Spagna.

L'inefficacia rilevata a Conto economico nel 2025 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

50.2 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 2025 e al 31 dicembre 2024.

	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Derivati FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	8	10	-	-	100	100	(20)	(29)
su tasso di cambio:								
- currency forward	261	713	2	23	838	1.315	(9)	(36)
su prezzo commodity:								
Derivati su energia:								
- swap	47	159	6	4	43	36	(2)	(2)
- forward/future	6.591	6.904	590	679	6.648	5.888	(539)	(591)
- option	28	4	3	2	11	84	(10)	(51)
Totale derivati su energia	**6.666**	**7.067**	**599**	**685**	**6.702**	**6.008**	**(551)**	**(644)**
Derivati su carbone:								
- forward/future	45	168	6	13	51	158	(5)	(12)
Totale derivati su carbone	**45**	**168**	**6**	**13**	**51**	**158**	**(5)**	**(12)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	1.124	746	115	66	138	651	(30)	(86)
- forward/future	8.330	11.395	1.086	1.828	8.794	13.604	(1.126)	(1.827)
- option	566	376	225	172	577	768	(215)	(271)
Totale derivati su gas e petrolio	**10.020**	**12.517**	**1.426**	**2.066**	**9.509**	**15.023**	**(1.371)**	**(2.184)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	966	1.066	156	113	637	788	(61)	(60)
- option	64	164	8	14	99	20	(8)	(13)
Totale derivati su CO_2	**1.030**	**1.230**	**164**	**127**	**736**	**808**	**(69)**	**(73)**
Derivati su Altre commodity:								
- swap	2	1	1	-	1	6	-	-
- forward/future	21	35	14	3	41	30	(23)	(3)
- option	-	1	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su Altre commodity	**23**	**37**	**15**	**3**	**42**	**36**	**(23)**	**(3)**
Totale derivati su prezzo commodity	**17.784**	**21.019**	**2.210**	**2.894**	**17.040**	**22.033**	**(2.019)**	**(2.916)**
Derivati su Altro:								
- option	137	137	7	2	-	-	-	-
TOTALE	**18.190**	**21.879**	**2.219**	**2.919**	**17.978**	**23.448**	**(2.048)**	**(2.981)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Al 31 dicembre 2025 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 108 milioni di euro. Il fair value ha evidenziato un miglioramento rispetto all'esercizio precedente di 9 milioni di euro. La curva dei tassi di interesse, nel tratto coincidente con la scadenza dell'interest rate swap, ha infatti subíto un consistente rialzo rispetto all'anno precedente, nonostante la ripresa nel corso del 2025 di politiche monetarie espansive, che però hanno inciso solo sul tratto a breve della curva.

Al 31 dicembre 2025 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 1.099 milioni di euro. Si registra, pertanto, una complessiva riduzione dell'importo delle coperture su tasso di cambio rispetto ai valori del 2024 per un valore di 929 milioni di euro, in particolare quelle derivanti dall'approvvigionamento di commodity energetiche. Il miglioramento del fair value netto pari a 6 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.
Al 31 dicembre 2025, l'ammontare del nozionale dei derivati su prezzo commodity è pari a 34.824 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 totale netto è pari a 191 milioni di euro, in miglioramento rispetto all'anno precedente nonostante si noti una riduzione in valore assoluto degli importi di fair value attivo e passivo. Tale variazione è principalmente attribuibile alla minor volatilità osservata sui prezzi delle commodity energia e gas in Europa, principalmente ascrivibile a una percepita maggiore stabilità dell'equilibrio tra domanda e offerta nei mercati energetici, nonostante il persistere di alcune tensioni geopolitiche.
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.
I derivati su Altro si riferiscono al fair value del meccanismo delle opzioni put/call sulla partecipazione residua del 10% in Duereti, detenuta da e-distribuzione.

Valutazione al fair value

51. 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".

51.1 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Milioni di euro		al 31.12.2025				al 31.12.2025			
Attività finanziarie al FVOCI									
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	28	567	3	58	506	-	-	-	-
Titoli FVOCI	28.1, 29.1	714	714	-	-	230	230	-	-
Contratti derivati									
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	50	33	-	33	-	47	-	47	-
- cambi	50	30	-	30	-	2	-	2	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	50	81	-	81	-	6	-	6	-
- cambi	50	572	-	572	-	3	-	3	-
- commodity	50	274	54	51	169	311	230	81	-
Derivati di trading:									
- tassi	50	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	50	-	-	-	-	2	-	2	-
- commodity	50	180	42	138	-	2.030	1.353	677	-
- altro	50	-	-	-	-	7	-	-	7
Attività finanziarie al FVTPL									
Titoli e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali al FVTPL	28.1	2	-	2	-	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	28	6	-	-	6	-	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	28	4.593	-	4.593	-	-	-	-	-
Crediti finanziari - contratti JDA - FVTPL	28	87	-	-	87	-	-	-	-
Investimenti in attività liquide al FVTPL		-	-	-	-	558	-	558	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVTPL		-	-	-	-	51	51	-	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	30	5	-	-	5	-	-	-	-
Altre attività al fair value									
Contributi non monetari relativi a certificati ambientali	31	-	-	-	-	43	-	2	41
Rimanenze valutate al fair value		-	-	-	-	57	57	-	-
Attività (o gruppi in dismissione) classificate come disponibili per la vendita[1]	35	812	-	-	812	283	-	-	283

(1) Per maggiori dettagli sulle attività (o gruppi in dismissione) classificate per la vendita si rimanda alla nota 35.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Rio ed Enel Distribuição Ceará e sono contabilizzati applicando l'IFRIC 12.
Il fair value è stato determinato come valore netto del replacement cost, calcolato utilizzando le più recenti informazioni disponibili sulle tariffe e i dettagli aggiornati relativi alle concessioni per la distribuzione di energia elettrica in Brasile. Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla nota 19 "Accordi per servizi in concessione".

La quota corrente dei "crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie principalmente 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 regolamentati, 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 delle opzioni put/call sulla partecipazione residua del 10% in Duereti, detenuta da e-distribuzione, e rientra nella casistica di Livello 3.

51.2 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 31.12.2025				al 31.12.2025			
Investimenti immobiliari	21	81	14	-	67	-	-	-	-
Rimanenze	32	-	-	-	-	42	-	-	42

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 81 milioni di euro e per 42 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

51.3 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 31.12.2025				al 31.12.2025			
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	50	8	-	8	-	-	-	-	-
- cambi	50	15	-	15	-	1	-	1	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	50	58	-	58	-	-	-	-	-
- cambi	50	1.964	-	1.964	-	69	-	69	-
- commodity	50	1.131	15	1.027	89	363	155	208	-
Derivati di trading:									
- tassi	50	-	-	-	-	20	-	20	-
- cambi	50	-	-	-	-	9	-	9	-
- commodity	50	138	29	104	5	1.881	1.343	538	-
Passività finanziarie valutate al FVTPL									
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	43, 44	30	-	-	30	8	-	8	-
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita[1]	35	423	-	-	423	333	-	-	333

(1) Per maggiori dettagli sulle passività (o gruppi in dismissione) classificate per la vendita si rimanda alla nota 35.

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

51.4 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 31.12.2025			
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	43.383	41.545	1.838	-
- a tasso variabile	2.190	71	2.119	-
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	3.313	-	3.313	-
- a tasso variabile	13.708	-	13.708	-
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	3.055	-	3.055	-
- a tasso variabile	31	-	31	-
Totale	**65.680**	**41.616**	**24.064**	**-**

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

52. 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; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2025, di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021", "Piano LTI 2022", "Piano LTI 2023", "Piano LTI 2024", "Piano LTI 2025" 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, 2024 e 2025 (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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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").
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, 23 maggio 2024 e 22 maggio 2025.
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, 25 luglio 2024 e 31 luglio 2025 – i programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio dei Piani. Il numero di Azioni il cui acquisto è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione per ciascun Piano, l'effettivo numero di Azioni acquistate al 31 dicembre 2025, il relativo prezzo medio ponderato e il controvalore complessivo sono di seguito rappresentati.

	Acquisti autorizzati dal Consiglio di Amministrazione	Acquisti effettuati		
	Numero di Azioni	Numero di Azioni	Prezzo medio ponderato (euro per azione)	Controvalore complessivo (euro)
Piano LTI 2019	Numero non superiore a 2.500.000 per un corrispettivo massimo di 10.500.000 milioni di euro	1.549.152[79]	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000[80]	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000[81]	7,8737	12.755.459
Piano LTI 2022	2.700.000	2.700.000[82]	5,1951	14.026.715
Piano LTI 2023	4.200.000	4.200.000[83]	6,3145	26.520.849
Piano LTI 2024	2.900.000	2.900.000[84]	7,0210	20.360.977
Piano LTI 2025[85]	3.200.000	-	-	-

Nella tabella di seguito rappresentata vengono riportate alcune informazioni relative ai Piani il cui performance period triennale risulta in corso nell'esercizio 2025 ovvero rispetto ai quali l'incentivo maturato è stato erogato ai relativi destinatari nel citato esercizio, nella porzione di competenza di quest'ultimo[86].

79. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.
80. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.
81. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.
82. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 17 giugno e il 20 luglio 2022, equivalenti allo 0,026% circa del capitale sociale.
83. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 16 ottobre 2023 e il 18 gennaio 2024, equivalenti allo 0,041% circa del capitale sociale.
84. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 16 settembre e l'8 novembre 2024, equivalenti allo 0,028% circa del capitale sociale.
85. Il programma di acquisto di Azioni proprie a servizio del Piano LTI 2025 è stato avviato in data 12 gennaio 2026.
86. Non si riportano pertanto le informazioni con riguardo ai Piani LTI 2019 e 2020 l'erogazione del cui incentivo si è conclusa rispettivamente nell'esercizio 2023 e 2024.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2021	16/09/2021[87]	2021-2023	2024[88]	2024-2025[89]
Piano LTI 2022	21/09/2022[90]	2022-2024	2025[91]	2025-2026[92]
Piano LTI 2023	05/10/2023[93]	2023-2025	2026[94]	2026-2027
Piano LTI 2024	19/09/2024[95]	2024-2026	2027[96]	2027-2028
Piano LTI 2025	16/10/2025[97]	2025-2027	2028[98]	2028-2029

Si riportano altresì le seguenti informazioni, sempre con riguardo ai Piani il cui performance period triennale risulta in corso nell'esercizio 2025 ovvero rispetto ai quali l'incentivo maturato è stato erogato ai relativi destinatari nel citato esercizio, nella porzione di competenza di quest'ultimo.

			2025		2024	
	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 2021	1.577.773	7,0010	-	420.060[99]	443.608	196.980[100]
Piano LTI 2022	2.398.143	4,8495	1.354.130	574.368[101]	1.858.051	-
Piano LTI 2023	4.040.820	5,5540	3.566.126	-	3.804.244	-
Piano LTI 2024	2.877.714	6,9730	2.722.050	-	2.877.714	-
Piano LTI 2025	2.337.929	8,539	2.337.929	-	-	-

87. 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).

88. 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.

89. 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. La restante parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2021 è stata erogata in data 4 settembre 2025.

90. 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).

91. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2022.

92. In data 4 settembre 2025, la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2022, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano.

93. 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).

94. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2023.

95. 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).

96. 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.

97. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2025 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 30 luglio 2025).

98. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2027, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2025.

99. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 4 settembre 2025, ai destinatari del Piano LTI 2021 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.

100. 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. La restante parte della componente azionaria del premio, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2021, è stata erogata il 4 settembre 2025.

101. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 4 settembre 2025, ai destinatari del Piano LTI 2022 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 2026, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2022.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione[102].

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 16 milioni di euro nell'esercizio 2025 (10 milioni di euro nel 2024).
Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato i Piani approvati.

53. 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 per il Servizio 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

Le principali tipologie di operazioni effettuate obbligatoriamente con tali controparti includono:

- acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico da rivendere ai clienti del mercato regolato. In Italia, infatti, l'energia elettrica venduta nel mercato regolato dai fornitori (inclusa Enel) deve essere acquistata obbligatoriamente da un soggetto interamente controllato (indirettamente) dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, denominato "Acquirente Unico";
- acquisti e vendite di energia elettrica che devono essere effettuate obbligatoriamente sulla Borsa Elettrica Italiana, gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME);
- attività svolte da Enel con il gestore della rete di trasmissione Terna, su base obbligatoria, come la vendita di energia sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento e l'acquisto di servizi relativi al trasporto, al dispacciamento e alla misura dell'energia elettrica.

102. 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.
Con riferimento al Piano LTI 2025, la data di assegnazione si riferisce al 16 ottobre 2025, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2025 ai destinatari.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

In considerazione delle informazioni sopra riportate, le tabelle che seguono evidenziano anche gli importi delle operazioni che devono essere effettuate obbligatoriamente con società controllate, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (indicate come "parti correlate non eligibili").
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 2025 e al 31 dicembre 2024.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.890	68	2.640	233
Altri proventi	-	-	-	2	3
Altri proventi finanziari	-	-	-	2	-
Energia elettrica, gas e combustibile	316	5.972	39	1.316	1
Servizi e altri materiali	-	29	3	3.642	55
Altri costi operativi	10	152	-	68	5
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	14	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	19	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	3	-
Altre attività non correnti	-	-	-	108	-
Crediti commerciali	-	84	6	830	37
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	784	-
Altre attività correnti	-	5	18	10	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	489	1
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	10	9
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	96	-
Debiti commerciali	152	127	81	977	9
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	2	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	32	27
Altre passività correnti	-	-	-	-	32
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	20
Garanzie ricevute	-	-	-	158	-
Impegni	-	-	-	26	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Totale 2025	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2025	Totale voce di bilancio	Incidenza %	*Di cui parti correlate non eligibili*
5.831	136	**5.967**	**78.057**	**7,6%**	***5.063***
5	2	**7**	**2.289**	**0,3%**	**-**
2	101	**103**	**4.169**	**2,5%**	***2***
7.644	210	**7.854**	**33.869**	**23,2%**	***6.709***
3.729	240	**3.969**	**19.455**	**20,4%**	***3.331***
235	1	**236**	**4.215**	**5,6%**	***227***
14	(1)	**13**	**747**	**1,7%**	***14***
19	69	**88**	**5.180**	**1,7%**	**-**

Totale al 31.12.2025	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2025	Totale voce di bilancio	Incidenza %
3	1.100	**1.103**	**8.472**	**13,0%**
108	-	**108**	**2.064**	**5,2%**
957	61	**1.018**	**14.555**	**7,0%**
784	174	**958**	**3.941**	**24,3%**
35	3	**38**	**3.386**	**1,1%**
490	257	**747**	**56.983**	**1,3%**
19	-	**19**	**5.495**	**0,3%**
-	3	**3**	**3.314**	**0,1%**
-	9	**9**	**2.975**	**0,3%**
96	23	**119**	**8.803**	**1,4%**
1.346	156	**1.502**	**11.827**	**12,7%**
2	1	**3**	**910**	**0,3%**
59	-	**59**	**2.833**	**2,1%**
32	4	**36**	**14.799**	**0,2%**
30	-	**30**		
158	-	**158**		
26	-	**26**		

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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**		

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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	2025	2024	2025-2024	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	8	5	3	60,0%
Pagamenti basati su azioni	2	1	1	-
Totale	**10**	**6**	**4**	**66,7%**

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	9	7	2	28,6%
Pagamenti basati su azioni	3	1	2	-
Totale	**12**	**8**	**4**	**50,0%**

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 2025 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.

54. 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 2025, 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
MIMIT	3SUN Srl	13,28	Tranche di contributo sul secondo 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
MIMIT	Enel X Srl	0,40	Tranche di contributo a fondo perduto sul progetto IPCEI Summer per il SAL n. 3. Progetto finanziato nell'ambito del Fondo IPCEI, Avviso Pubblico Decreto MISE del 7 luglio 2021
MIMIT	Enel X Srl	0,22	Tranche di contributo a fondo perduto del progetto ISMI per il primo SAL di rendicontazione. Progetto finanziato nell'ambito del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 1° giugno 2016, recante gli interventi del Programma operativo nazionale "Imprese e competitività" 2014-2020 FESR in favore di grandi progetti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni elettroniche e per l'attuazione dell'Agenda digitale italiana, e nell'ambito di specifiche tematiche rilevanti per l'"industria sostenibile", da realizzarsi nelle regioni meno sviluppate del territorio nazionale
MIMIT	Enel X Srl	0,13	Tranche di contributo a fondo perduto del progetto ISMI per il SAL finale di rendicontazione. Progetto finanziato nell'ambito del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 1° giugno 2016, recante gli interventi del Programma operativo nazionale "Imprese e competitività" 2014-2020 FESR in favore di grandi progetti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni elettroniche e per l'attuazione dell'Agenda digitale italiana, e nell'ambito di specifiche tematiche rilevanti per l'"industria sostenibile", da realizzarsi nelle regioni meno sviluppate del territorio nazionale
MASE	e-distribuzione SpA	254,12	Progetti PNRR "Rafforzamento Smart Grid" e "Incremento Resilienza"
MASE	e-distribuzione SpA	2,55	Progetti RepowerEU - Resilienza Lazio e Resilienza Marche
MASE	e-distribuzione SpA	110,14	Progetti RepowerEU - Rafforzamento Smart Grid Centro Nord e Rafforzamento Smart Grid Mezzogiorno
MASE	e-distribuzione SpA	0,52	Progetti RepowerEU - Resilienza Lazio e Resilienza Marche
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,13	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Serra San Bruno
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,09	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Tricarico
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,18	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Girifalco
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,07	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Senise
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,91	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pontelandolfo
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,30	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Corigliano
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,05	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pontelandolfo
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,91	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Scanzano Jonico
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,03	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Marsico Nuovo
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,16	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Villapiana
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,01	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Campagna
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,48	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Chiaravalle
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,56	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Lacedonia
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,15	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Campagna
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,78	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Calitri
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,71	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Montefalcone
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,67	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Colle Sannita
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,02	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Birgi
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,14	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Santa Caterina
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,37	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Scordia
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,13	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pantano d'Arci
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,59	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Grottafumata
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,26	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Santa Croce Camerina

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,48	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Valguarnera
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,87	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Ribera
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,41	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Suio
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,25	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Collesano
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,12	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Caltavuturo
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,40	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Molinara
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,50	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Suio
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,01	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Tito
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,01	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Ragusa 2
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,07	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Rossano
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,02	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Melfi Industriale
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,02	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Avellino Nord
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,79	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Sciacca
MIMIT	e-distribuzione SpA	1,99	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Rossano
MIMIT	e-distribuzione SpA	4,42	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Sciacca
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,50	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Augusta
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,20	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Barrafranca
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,89	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Comiso
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,66	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Dirillo
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,80	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Francofonte
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,20	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Guadalami
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	1,34	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria San Carlo
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,53	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Santa Ninfa
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0,27	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Troina
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,15	ISMI
MIMIT	e-distribuzione SpA	0,60	ISMI
Comune dell'Aquila	e-distribuzione SpA	7,94	L'AQUILA SMART CITY
MUR	e-distribuzione SpA	0,02	COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0,07	Living Grid
Ministero dell'Economia e delle Finanze	Enel Grids Srl	0,03	Pagamento SALII-IX Progetto ComESto
MIMIT	Enel Green Power SpA	0,07	Tranche di contributo a fondo perduto del progetto ISMI per il primo SAL di rendicontazione. Progetto finanziato nell'ambito del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 1° giugno 2016, recante gli interventi del Programma operativo nazionale "Imprese e competitività" 2014-2020 FESR in favore di grandi progetti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni elettroniche e per l'attuazione dell'Agenda digitale italiana, e nell'ambito di specifiche tematiche rilevanti per l'"industria sostenibile", da realizzarsi nelle regioni meno sviluppate del territorio nazionale
MUR	Enel Green Power SpA	0,46	Tranche di contributo a fondo perduto del progetto National Biodiversity Future Center per il primo SAL di rendicontazione. Progetto finanziato nell'ambito del I Decreto Direttoriale 16 dicembre 2021, n. 3138, modificato con Decreto Direttoriale 18 dicembre 2021, n. 3175, di emanazione di un Avviso pubblico per la presentazione di proposte di intervento per il potenziamento di strutture di ricerca e creazione di "campioni nazionali" di R&S su alcune Key Enabling Technologies da finanziare nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, Missione 4, Componente 2, Investimento 1.4 "Potenziamento strutture di ricerca e creazione di 'campioni nazionali di R&S' su alcune Key Enabling Technologies" finanziato dall'Unione Europea - NextGenerationEU

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
MIMIT	Enel Green Power SpA	0,07	Tranche di contributo a fondo perduto del progetto ISMI per il SAL finale di rendicontazione. Progetto finanziato nell'ambito del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 1° giugno 2016, recante gli interventi del Programma operativo nazionale "Imprese e competitività" 2014-2020 FESR in favore di grandi progetti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni elettroniche e per l'attuazione dell'Agenda digitale italiana, e nell'ambito di specifiche tematiche rilevanti per l'"industria sostenibile", da realizzarsi nelle regioni meno sviluppate del territorio nazionale
MASE	Enel Green Power Italia Srl	0,11	Tranche di contributo a fondo perduto a titolo di anticipo per il progetto Teleriscaldamento Comune di Arcidosso per il SAL n. 1. Progetto finanziato nell'ambito dell'Avviso pubblico 28 luglio 2022, n. 94 della Direzione Incentivi Energia, finalizzato alla selezione di proposte progettuali per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 3 "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici", Investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento"
MIT	Enel Green Power Italia Srl	11,10	Tranche di contributo a fondo perduto per il progetto Diga di Pozzillo per il primo SAL di rendicontazione. Progetto finanziato con il decreto del Ministro delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili n. 517 del 16 dicembre 2021, per la realizzazione della misura PNRR M2C4 - I.4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico"
		431,46	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel Global Trading SpA	Enel Foundation	1,21	Contributo 2024
Enel Global Trading SpA	Enel Foundation	0,37	Acconto 50% quota EGTR Fondazione Enel 2025
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore	1,01	Contributo 2024
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore	0,31	Acconto 50% - anno 2025
Enel X Srl	Enel Cuore	0,04	Contributo 2025
Enel Energia SpA	Enel Cuore	1,38	Saldo contributo straordinario 2024
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,88	Acconto 20% - anno 2025
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0,20	Progetto "Nel Cuore dello Spazio Enel" 2024
Enel Energia SpA	Enel Foundation	1,04	Saldo contributo 2024
Enel Energia SpA	Enel Foundation	1,05	Acconto 50% - anno 2025
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	1,03	80% a saldo contributo liberale 2024
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0,91	50% del contributo liberale 2025
e-distribuzione SpA	Enel Foundation	0,78	50% a saldo contributo liberale 2024
e-distribuzione SpA	Enel Foundation	1,09	50% del contributo liberale 2025
e-distribuzione SpA	Regione Sicilia	0,17	Restituzione somme eccedenti Cabina Primaria Licata - Progetti POR SICILIA "PO FESR 2014/2020"
e-distribuzione SpA	MIMIT	0,12	Restituzione somme a seguito di rinuncia Cabina Primaria Palazzolo Acreide - Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019
Enel SpA	MAXXI	0,60	Erogazione per promuovere e sensibilizzare l'arte, la ricerca e l'innovazione in campo artistico
Enel SpA	Enel Foundation	0,15	Liberalità 2023 e 2024
Enel Produzione SpA	Enel Foundation	0,48	Erogazione prima tranche 2025
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0,40	Erogazione prima tranche 2025
Enel Produzione SpA	Enel Foundation	0,59	Seconda tranche 2024
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0,78	Seconda tranche 2024
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0,04	Quota associativa 2025

Continua >>

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

>> Segue

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel Produzione SpA	Comune di Civitavecchia	0,17	Cessione a titolo gratuito della strumentazione per il controllo della qualità dell'aria di piazza C. Garbieri a Santa Severa
Enel Green Power Italia Srl	Comune di Fossombrone	0,05	Valorizzazione turistica del sito "Marmitte dei Giganti", vicino alla diga Enel di San Lazzaro, attraverso la donazione di una colonnina di ricarica per e-bike e un container riqualificato destinato a punto sosta e servizi igienici
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0,60	Donazione modale Enel Italia anno 2025 a sostegno delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0,60	Donazione anno 2025 a sostegno della promozione e sviluppo della cultura e dell'educazione musicale della collettività
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No'hma Teresa Pomodoro	0,03	Erogazione liberale a sostegno delle attività culturali promosse dal teatro
Enel Italia SpA	Fondazione per la scuola italiana	0,23	Erogazione liberale a sostegno degli investimenti previsti dalla Fondazione sull'istruzione dei giovani
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia Ente Filantropico	0,05	Donazione a sostegno delle iniziative della Fondazione indirizzate all'abbattimento dei costi energetici per le famiglie meno abbienti
Enel Italia SpA	Fondazione Fratelli Tutti	0,01	Contributo a sostegno delle finalità della Fondazione
Enel Italia SpA	Comune di Campotosto	0,04	Donazione di un documento di indirizzo alla progettazione relativo al progetto denominato "Anfiteatro Naturale"
Enel Italia SpA	Comune di Capitignano	0,04	Donazione di un documento di indirizzo alla progettazione relativo al progetto denominato "Il Parco sull'acqua"
Enel Italia SpA	Polizia Stradale - Dipartimento della Pubblica Sicurezza	0,13	Donazione di un insieme di strumenti utili in virtù del protocollo di intesa stipulato tra il Ministero dell'interno - Dipartimento della Pubblica Sicurezza ed Enel Italia SpA, volto a favorire iniziative congiunte nei settori della formazione e informazione, dell'educazione stradale per la prevenzione degli incidenti
Enel Italia SpA	Polizia Stradale - Progetto Icaro	0,01	Donazione di servizi di trasporto per i vincitori del concorso abbinato al Progetto Icaro rivolto alle scuole con la finalità di promuovere il rispetto delle regole e della sicurezza stradale, attraverso una serie di incontri formativi nelle scuole
Enel Italia SpA	Fondazione Mai ("Fondazione Giuseppina Mai per la promozione della ricerca pubblica e privata")	0,01	Erogazione di tre borse di studio all'interno del progetto "Women in STEM", un bando lanciato dalla Fondazione con l'obiettivo di incentivare e favorire la presenza femminile nelle discipline STEM
		16,58	**Totale**

55. 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 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.876	3.300	(424)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	54.617	56.438	(1.821)
- acquisti di combustibili	30.614	44.008	(13.394)
- forniture varie	3.826	3.614	212
- appalti	5.888	5.608	280
- altre tipologie	6.935	6.757	178
Totale	**101.880**	**116.425**	**(14.545)**
TOTALE	**104.756**	**119.725**	**(14.969)**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Al 31 dicembre 2025, gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi ammontano complessivamente a 104.756 milioni di euro, in riduzione di 14.969 milioni di euro rispetto al 2024. La riduzione è riconducibile agli impegni assunti per gli "acquisti di combustibili", pari a 13.394 milioni di euro, in Italia e Spagna. In Italia, l'avanzamento dei contratti esistenti e l'aggiornamento degli scenari di mercato hanno evidenziato prezzi più contenuti per il gas naturale. In Spagna, invece, l'evoluzione fisiologica del portafoglio contrattuale ha avuto effetti complessivamente riduttivi degli impegni.
Gli impegni relativi agli "acquisti di energia elettrica" mostrano una contrazione pari a 1.821 milioni di euro, riconducibile principalmente all'avanzamento dei contratti e all'andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Cile.

Per una rappresentazione dettagliata sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 48.

56. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2025, 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.

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 che hanno impatto sulle concessioni e gli impianti idroelettrici di EP in Sardegna, comprese le dighe, gli invasi e tutte le condotte; in particolare, EP considera tali provvedimenti illegittimi e gravemente lesivi dei propri diritti quesiti, perché contrastano, tra l'altro, con il decreto legislativo n. 79/1999 (c.d. "Decreto Bersani"), nonché violano l'art. 117 della Costituzione e 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 fino alla conclusione dello stesso (più in particolare, il TSAP aveva concesso a EP di proseguire nella gestione degli impianti fino alla decisione del ricorso).
Con sentenza del 12 maggio 2023 ha accolto i ricorsi di EP per un vizio procedimentale (mancata comunicazione dell'avvio del procedimento, dichiarando assorbiti gli altri motivi di ricorso) e ha annullato le delibere della Regione Sardegna.
Avverso detta sentenza, la Regione Sardegna ha promosso: (i) un ricorso in Cassazione; e (ii) un ricorso innanzi 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, rimettendo a quest'ultimo l'esame di tutti i restanti motivi di ricorso che non erano stati originariamente esaminati dal 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 dei provvedimenti impugnati.
Il TSAP, con ordinanza del 21 maggio 2025, ha accolto l'istanza di sospensione, rinviando all'udienza preliminare del 17 settembre 2025 per la precisazione delle conclusioni. In tale sede, sono state precisate le conclusioni come da atti depositati in giudizio e il Giudice Istruttore ha rinviato la causa al Collegio per la decisione all'udienza dell'8 aprile 2026.
Il procedimento davanti alla Corte Costituzionale è stato definito con sentenza n. 42/2025, pubblicata l'11 aprile 2025, recante la declaratoria di improcedibilità del ricorso per conflitto di attribuzione, stante l'avvenuto annullamento della sentenza del TSAP.

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,

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 ed EE si è costituita in tale giudizio; l'udienza di discussione è stata fissata il 12 marzo 2026.

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 deceduto.
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. È in corso l'esame del consulente del Pubblico Ministero, con prossima udienza prevista per il 24 febbraio 2026.
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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

per circa 11,2 milioni di dollari statunitensi per forniture già eseguite e circa 52,9 milioni di dollari statunitensi per forniture attese, più interessi. Con lodo emesso il 12 dicembre 2025, il Tribunale Arbitrale ha rigettato integralmente le domande della controparte, tanto in merito alle forniture attese quanto in merito alle forniture già eseguite, per le quali il Tribunale Arbitrale ha confermato l'impossibilità per Enel Produzione di effettuare pagamenti fino a quando il regime delle sanzioni sarà in essere, condannando altresì la controparte al pagamento delle spese legali.

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. In data 20 marzo 2025, il Tribunale di Roma – Sezione specializzata materia di imprese – ha rigettato tutte le domande svolte da GN, condannandola a rifondere le spese di lite. GN ha appellato la sentenza ed EE si è costituita nel relativo giudizio nei termini di legge. La prima udienza si è tenuta in data 7 ottobre 2025 e la Corte d'Appello di Roma ha rinviato per la decisione *ex* art. 281 *sexies* c.p.c. all'udienza del 13 ottobre 2026, con concessione di termini per memorie conclusionali anticipate e per note cartolari contenenti solo istanze e conclusioni.

Provvedimento 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 (di seguito GPDP), un provvedimento sanzionatorio che ha comminato alla società Enel Energia SpA (la "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 che, con sentenza del 18 settembre 2025, ha rigettato il ricorso. EE ha impugnato detta sentenza innanzi alla Corte di Cassazione e, con ricorso cautelare presentato innanzi al Tribunale di Roma, ne ha chiesto la sospensione degli effetti in attesa della pronuncia della Corte. Entrambi i giudizi sono pendenti.

Contenzioso BEG – Italia, Francia, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower Srl (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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. Con sentenza del 7 aprile 2025, il Tribunale di Milano ha rigettato integralmente le domande di parte attrice. In particolare, il giudice ha ritenuto inammissibile la domanda nei confronti di Enel, rigettando nel merito la domanda nei confronti di Enelpower e condannando BEG a rifondere a tutte le parti convenute le spese legali. In data 9 maggio 2025, BEG ha impugnato questa decisione innanzi alla Corte d'Appello di Milano. In data 30 settembre 2025 Enel ed Enelpower si sono costituite in appello.
In data 20 gennaio 2026 la Corte d'Appello di Milano ha rigettato l'appello di BEG confermando integralmente la sentenza di primo grado, condannandola al pagamento delle spese processuali.

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. A valle di tale udienza, la Corte d'Appello ha trattenuto la causa in decisione.

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 eurociascuna 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 (COSAP) relativi al bacino idroelettrico denominato "Montagna Spaccata" e relative strutture, 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 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sospensione dell'efficacia esecutiva dell'avviso di accertamento. Il giudizio di merito prosegue con trattazione fissata al 16 aprile 2026.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA III – Spagna

Nel mese di gennaio 2025, una società produttrice di gas naturale liquefatto (GNL) ha avviato un procedimento arbitrale contro Endesa Generación SA (Endesa), per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di GNL. La controparte chiede un adeguamento del prezzo da parte di Endesa di circa 200 milioni di dollari statunitensi, inclusi gli interessi fino al 31 dicembre 2025. Tale importo potrebbe variare nel corso del procedimento, la cui conclusione non è prevista prima dell'ultimo trimestre del 2026.

Impugnazione autorizzazioni uniche e ambientali degli impianti eolici "Peña del Gato" e "Valdesamario" – Spagna

Rispettivamente il 2 e 7 febbraio 2024, l'associazione "Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica" ha presentato due ricorsi al Tribunale Amministrativo di León, impugnando le Valutazioni di Impatto Ambientale (DIA) e le autorizzazioni amministrative per la costruzione ed esercizio dei parchi eolici "Valdesamario" e "Peña del Gato", ottenute dalla società Energías Especiales del Alto Ulla SAU (controllata al 100% da Enel Green Power España SLU, di seguito la "Società"). La Junta de Castilla y León e la Società hanno presentato opposizione ai ricorsi presentati dall'associazione. Con riguardo al ricorso relativo al parco eolico "Peña del Gato", l'8 ottobre 2025, lo stesso è stato parzialmente accolto con sentenza emessa dal Tribunale Amministrativo di León, che ha annullato la DIA e l'autorizzazione amministrativa per il parco eolico (non è stata accolta, invece, la richiesta di smantellamento del parco). La Società e la Junta de Castilla y León hanno impugnato la sentenza dinanzi all'Alta Corte di Giustizia di Castiglia e León. Il giudizio di appello è pendente. Quanto al ricorso relativo al parco eolico "Valdesamario", il giudizio di primo grado è in fase decisoria.

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 855,3 milioni di real brasiliani (circa 133 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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, "ED 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 ED 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 ED 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 602 milioni di real brasiliani (circa 92,5 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. ED 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 di queste, riferita a un determinato periodo temporale di vigenza del contratto di affitto, per un valore di circa 40,9 milioni di euro, è stata risolta in favore di ED Ceará con sentenza del 12 giugno 2025, passata in giudicato; resta pendente la definizione dell'azione per il residuo del valore della domanda, pari a circa 51,6 milioni di euro; e (b) l'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) con un valore di circa 341,3 milioni di real brasiliani (circa 55 milioni di euro), conclusa in data 26 agosto 2025 con sentenza di primo grado favorevole a ED Ceará che è passata in giudicato.

ANEEL – Brasile

Nel 2014, Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo, la "Società") ha avviato dinanzi alla Corte Federale brasiliana un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto un coefficiente negativo da applicarsi retroattivamente nella determinazione delle tariffe del periodo regolatorio 2011-2015. Con tale provvedimento, l'ANEEL disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta della Società 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 della Società. Avverso tale decisione, la Società ha proposto appello chiedendo altresì alla Corte d'Appello di confermare la sospensione cautelare già disposta in primo grado, 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 impugnato tale ultima decisione sulla sospensione dell'esecutività del provvedimento e in data 9 settembre 2024 la Società ha proposto controricorso. Il valore della causa è pari a circa 1,4 miliardi di real brasiliani (circa 215,4 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 654,2 milioni di real brasiliani (circa 101,6 milioni di euro) per danni materiali e morali, che avrebbe subíto in conseguenza di alcuni eventi e a un esercizio abusivo di diritti, asseritamente imputabili alle società del Gruppo, verificatisi nel corso dell'esecuzione dei contratti, che ne avrebbero quindi determinato il disequilibrio finanziario. Dopo la revoca, il 10 maggio 2022,

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

di un provvedimento cautelare precedentemente emesso nei confronti delle società del Gruppo, proseguono le impugnazioni dello stesso provvedimento. 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. Parallelamente, è in corso un sub-procedimento per contestare la competenza territoriale del Tribunale adito.
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 263 milioni di real (circa 41 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 13 marzo 2025, il ricorso di Enel Distribuição São Paulo è stato respinto. Il giudizio pertanto è tornato in primo grado per l'assunzione delle prove di Socrel inizialmente non ammesse, avvenuta all'udienza del 26 agosto 2025. Il 5 novembre 2025, il giudizio di primo grado si è concluso con sentenza favorevole a Enel Distribuição São Paulo che è stata impugnata da Socrel. Il giudizio di appello è pendente.

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 dicembre 2025, a circa 303,5 milioni di real brasiliani (circa 47,1 milioni di euro). Con provvedimento del 12 gennaio 2024 la corte d'appello ha rigettato il ricorso 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 sulle modalità di quantificazione delle spese legali da riconoscere in casi di particolare rilevanza. Successivamente alla riassunzione del giudizio, è attualmente pendente l'appello straordinario proposto da Enel Distribuição São Paulo – avente a oggetto la potenziale incostituzionalità della proporzionalità delle spese –, mentre il 1° aprile 2025 è stato rigettato l'appello speciale che aveva a oggetto, tra l'altro, la potenziale violazione delle norme federali in materia di quantificazione delle spese di soccombenza. Il 29 aprile 2025, Enel Distribuição São Paulo ha appellato la decisione di rigetto dell'appello speciale; il procedimento di impugnazione è attualmente pendente.

Blackout 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 2025 sono pendenti n. 398 azioni individuali e n. 6 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. Due azioni collettive si sono concluse con decisioni passate in giudicato favore-

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

voli a ED SP. Al 31 dicembre 2025, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 19,2 milioni di real brasiliani (circa 2,9 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Blackout 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 2025 sono pendenti n. 1.207 azioni individuali e n. 18 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. Due azioni collettive si sono concluse con decisioni passate in giudicato favorevoli a EDR. Al 31 dicembre 2025, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 31,7 milioni di real brasiliani (circa 4,9 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Blackout 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 2025 sono pendenti n. 758 azioni individuali e n. 9 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 dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nel contratto di concessione. Nel merito, gli attori agiscono per il risarcimento di danni materiali e morali (individuali e collettivi) e per ottenere l'annullamento del contratto di concessione e l'imposizione di sanzioni a carico di ED SP. Due azioni collettive si sono concluse con decisioni passate in giudicato favorevoli a ED SP. Al 31 dicembre 2025, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 17,5 milioni di real brasiliani (circa 2,8 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Blackout dicembre 2025 San Paolo – Brasile

A seguito dell'evento climatico del 10 dicembre 2025 verificatosi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 31 dicembre 2025 sono pendenti n. 305 azioni individuali e n. 4 azioni collettive promosse una dal Pubblico Ministero di San Paolo e le altre da tre Comuni, in relazione alle quali sono stati emessi provvedimenti cautelari per l'adozione di misure relative alla qualità del servizio, alla riconnessione dei clienti e alla fornitura di informazioni e/o documenti pena l'applicazione di sanzioni pecuniarie in caso di inadempienza. Nel merito, è stata chiesta la conferma delle misure cautelari, il risarcimento di danni morali e materiali da determinarsi successivamente, nonché l'adempimento di taluni obblighi di fare. Al 31 dicembre 2025, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 4,4 milioni di real brasiliani (circa 696.000 euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

IPDEC – Brasile

L'Instituto de Defensa de los Consumidores (IPDEC) 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 illegittima l'inclusione di tali costi tra le perdite non tecniche ma senza effetti retroattivi, solo a partire dal passaggio in giudicato della decisione. Il giudizio di appello si è concluso con sentenza favorevole a ED Ceará del 4 novembre 2025, impugnata da IPDEC. 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. Il 4

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

aprile 2025, i ricorsi presentati da ED SP e ANEEL sono stati rigettati. Entrambe le parti hanno impugnato tali decisioni e i giudizi sono 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.

Azione popolare Comune di Fortaleza – Brasile

Ad aprile 2025, un consigliere comunale del Comune di Fortaleza ha avviato un giudizio contro Enel Distribuição Ceará (ED Ceará), il Comune di Fortaleza e lo Stato di Ceará volto a ottenere l'interramento delle linee elettriche nel Comune di Fortaleza (Stato di Ceará), il risarcimento dei danni morali collettivi da riconoscersi in favore dei clienti nonché, in via cautelare, misure di intervento sull'attuale rete di distribuzione. La domanda cautelare è stata rigettata con provvedimento del 21 aprile 2025, passato in giudicato. ED Ceará e il Comune di Fortaleza hanno presentato le proprie difese di merito nel maggio 2025 e il giudizio è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

Azione popolare Stato di Ceará – Brasile

Si tratta di un'azione collettiva presentata da un rappresentante dello Stato di Ceará nell'aprile 2025 nei confronti di Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) e dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), volta a contrastare il rinnovo del contratto di concessione di ED Ceará per questioni afferenti alla qualità del servizio e richiedendo, in via cautelare, la sospensione del procedimento di rinnovo in corso. ED Ceará ha depositato le proprie difese nel giugno 2025 e il giudizio è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

Azione Comune di San Paolo - Rinnovo della concessione San Paolo – Brasile

Il 6 agosto 2025, il Comune di San Paolo ha avviato un'azione contro Enel Distribuição São Paulo (ED SP), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e il Governo Federale richiedendo – anche in via cautelare – la sospensione del procedimento di rinnovo della concessione di ED SP e la necessità di verificare il soddisfacimento di criteri specifici per lo stesso rinnovo, in ragione della presunta scarsa qualità del servizio. Il 9 ottobre 2025, il giudice ha emesso un'ordinanza cautelare che ha sospeso il procedimento di rinnovo anticipato del contratto di concessione di ED SP fino alla conclusione del procedimento amministrativo in corso di cui alla Notifica n. 0049/2024-SFT (TI) e ha chiesto ad ANEEL e al Governo Federale, a valle, di verificare criteri specifici e svolgere analisi ulteriori ai fini del rinnovo. Il provvedimento è stato notificato a ED SP il 13 ottobre 2025 ed è stato impugnato da ED SP, ANEEL e il Governo Federale. La fase di appello è pendente. Il valore della causa è indeterminato.

Azione Procura Federale - Rinnovo della concessione Rio de Janeiro – Brasile

Il 9 settembre 2025, la Procura Federale ha avviato un'azione contro ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Enel Distribuição Rio (EDR) e il Governo Federale volta a impedire la proroga, in assenza di gara, del contratto di concessione di EDR in ragione della presunta inadeguata qualità del servizio e richiedendo, in via cautelare, la sospensione del procedimento di rinnovo in corso. Il giudice statale ha declinato la giurisdizione sul caso in favore del giudice federale. Il procedimento è pendente. Il valore della causa è 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 alcune presunte erronee 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 (parametri relativi all'operatività delle centrali elettriche). 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 hanno convenuto in giudizio GasAtacama Chile al

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

fine di ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti, per un importo complessivo attualizzato di circa 128,8 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. In data 9 ottobre 2025, si è tenuta l'udienza di discussione e, il 4 febbraio 2026, la Corte d'Appello di Santiago ha emesso una sentenza favorevole a GasAtacama Chile, con la quale ha annullato la sentenza di primo grado, rigettando integralmente le domande proposte dagli attori. La sentenza non è ancora definitiva.

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 ("TalTal", congiuntamente a EGP Chile, 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 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 326,8 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. All'esito dell'udienza del 5 marzo 2025, la Corte Costituzionale ha rigettato il ricorso delle Società e il procedimento di secondo grado si è riavviato. 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 risarcitoria, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.900 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento 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 che si è concluso con sentenza favorevole, confermata in appello in data 26 marzo 2025. 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) che 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. L'ANLA ed Emgesa stanno ponendo in essere tutte le misure volte all'ottemperanza della sentenza del Consiglio di Stato.
Un'ulteriore *acción popular* è stata, inoltre, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto ambientale 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. Con sentenza dell'11 febbraio 2026, il giudice di primo grado ha rigettato la domanda degli attori perché ritenuta inammissibile per mancanza di requisiti procedurali. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (valore attualizzato di circa 76,3 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 503,7 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 del 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 contestato anche questo ulteriore provvedimento il 23 dicembre 2024 formulando istanza di conciliazione. Il 18 marzo 2025, si è tenuta l'udienza di conciliazione stragiudiziale, che ha avuto esito negativo. Successivamente, Enel Colombia ha impugnato in via giudiziale il provvedimento della UAESP del 4 settembre 2024, chiedendo la sospensione del procedimento di riscossione e, contemporaneamente, ha presentato un ricorso di *revocatoria directa* dinanzi alla stessa UAESP chiedendo una revisione della liquidazione del credito oggetto di riscossione, successivamente rinunciato perché l'11 aprile 2025, la UAESP ha accolto la richiesta di revisione di Enel Colombia ed emesso una nuova risoluzione nella quale ha ridotto il credito oggetto di riscossione in circa 58 milioni di euro. Con risoluzione n. 237 del 29 aprile 2025, la UAESP ha approvato la proposta di pagamento rateale di Enel Colombia per l'importo totale del credito, accettando un pagamento iniziale del 30% dello stesso. All'esito dell'accordo di pagamento, Enel Colombia ha impugnato in sede amministrativa dinanzi alla UAESP le risoluzioni aventi a oggetto sia la rideterminazione del credito sia il calcolo relativo agli interessi. Poiché la UAESP, da ultimo, in data 15 settembre 2025, ha respinto tali ricorsi, Enel Colombia ha dato impulso ai procedimenti di conciliazione prodromici all'impugnazione dei provvedimenti in via giudiziale. Il valore del credito al 31 dicembre 2025 ammonta a circa 51,7 milioni di euro.

Arbitrato Kino – Messico

All'esito dell'arbitrato avviato da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tres SA de Cv (insieme, le "Società di Progetto") contro Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA (Enel), nel quale le Società di Progetto lamentavano 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, 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 proposto impugnazione per nullità del Lodo dinanzi alle Corti messicane. Le Società di Progetto hanno richiesto il riconoscimento e l'esecuzione del Lodo nel medesimo procedimento. Il procedimento è pendente. Il 27 giugno 2025 è stata rigettata la richiesta cautelare di sequestro dei conti bancari di Enel Services e Kino Contractor presentata dalla controparte.
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. All'esito dell'appello promosso dalle Società di Progetto a dicembre 2024, il 9 dicembre 2025, la Corte d'Appello ha rinviato la causa al Tribunale di primo grado. Il procedimento 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, oltre interessi, 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 davanti a un esperto indipendente delle domande soggette alla sua giurisdizione ai sensi del PRS, prevedendo la prosecuzione del giudizio per le restanti domande. Il procedimento dinanzi all'esperto indipendente è altresì in corso.

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 si è concluso e si è in attesa della sentenza.

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 contraddittorio. 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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. In data 16 dicembre 2025, la Corte d'Appello, in ottemperanza alla sentenza della Corte Costituzionale, ha dichiarato fondata l'eccezione di decadenza sollevata da EGPIURA e Gasnorp in merito alla tardività della domanda di Gastalsa. Il 6 gennaio 2026, Gastalsa ha presentato ricorso per Cassazione avverso tale sentenza; pertanto, il giudizio di primo grado di merito è nel frattempo sospeso in attesa della conclusione di tale fase.

Contenziosi fiscali in Brasile

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, il Governo Federale 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 del 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 del STF.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2025 è di circa 217 milioni di euro.

IRPJ/CSLL – Enel Distribuição São Paulo

Il 5 ottobre 2021, Enel Distribuição São Paulo 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. I giudici di primo grado amministrativo si sono nuovamente espressi solo in merito alla sanzione, riducendola dal 150% al 100% per adeguarsi a una modifica normativa di favore nel frattempo intervenuta. La società ha presentato appello alla decisione parzialmente sfavorevole.
A dicembre 2025, per la stessa casistica, è stato notificato un nuovo avviso di accertamento fiscale relativo agli anni 2020 e 2021. La società ha impugnato l'atto, sostenendo la correttezza del proprio operato.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2025 è di circa 199 milioni di euro.

PIS – Enel Distribuição São Paulo

Nel luglio del 2000, Enel Distribuição São Paulo 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)

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 è di circa 119 milioni di euro.

ICMS – Enel Distribuição Ceará

Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per i periodi 2015-2020) alla società Enel Distribuição Ceará, 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 2025 è di circa 108 milioni di euro.

Withholding Tax – Enel Distribuição Rio

Nel 1998, Ampla Energía e Serviços SA, ora Enel Distribuição Rio, finanziò l'acquisizione di Coelce, ora Enel Distribuição Ceará, mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari (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 Enel Distribuição Rio 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, Enel Distribuição Rio 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 Enel Distribuição Rio rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo organismo una richiesta di chiarimento.
In data 15 ottobre 2013, è stato notificato a Enel Distribuição Rio 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 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 attribuisce 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.
A dicembre 2025, la società ha ottenuto una pronuncia in primo grado giudiziale che conferma la riduzione delle sanzioni, prosegue invece il contenzioso sulla controversia principale.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2025 è di circa 107 milioni di euro.

Crediti fiscali IRPJ/CSLL – Enel Brasil, Enel Distribuição São Paulo ed Enel Green Power Volta Grande

Le società Enel Brasil, Enel Distribuição São Paulo ed Enel Green Power Volta Grande hanno ricevuto degli avvisi di accertamento da parte dell'Autorità Fiscale Brasiliana con i quali vengono contestate le compensazioni effettuate attraverso crediti IRPJ (*Imposto sobre a Renda das Pessoas*

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Jurídicas) e CSLL (*Contribuição Social sobre o Lucro Líquido*) derivanti da imposte pagate in eccesso nei precedenti esercizi in sede di acconti mensili.
In merito a Enel Brasil, l'autorità fiscale contesta i crediti IRPJ e CSLL portati in compensazione nel 2020 poiché, a causa di un errore materiale nella compilazione delle certificazioni per le ritenute subite su interessi finanziari, ha ritenuto non correttamente tassati i ricavi della società. Enel Brasil ha impugnato l'accertamento, in quanto scaturito da un mero errore formale, difendendo, nei diversi gradi di giudizio, la correttezza dei crediti d'imposta utilizzati in compensazione.
Per Enel Green Power Volta Grande la mancata accettazione dei crediti IRPJ e CSLL in compensazione per l'anno 2019 è dovuta essenzialmente a una differenza riscontrata tra quanto dichiarato alla Tax Authority e quanto effettivamente la società aveva diritto a portare in compensazione. La società sostiene che il diritto al credito sussiste e può essere dimostrato attraverso le relative scritture contabili e ulteriore documentazione di supporto.
Per quanto riguarda Enel Distribuição São Paulo, le compensazioni contestate hanno riguardato le annualità 2000 e 2002 in quanto effettuate con crediti non approvati, derivanti da acconti in eccesso versati nel 1998. La società, a seguito delle decisioni sfavorevoli di primo e secondo grado amministrativo, ha presentato una richiesta di chiarimenti alla stessa Corte affinché venga presa in considerazione la giurisprudenza consolidata in merito alla possibilità di utilizzo in compensazione dei crediti derivanti dai pagamenti in eccesso dell'IRPJ o del CSLL, anche se non omologati o in attesa di approvazione.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2025 è di circa 105 milioni di euro.

ICMS – Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di San Paolo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Enel Distribuição Rio (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Enel Distribuição Ceará (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 e 2018) e alla società Enel Distribuição São Paulo (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 2025 è di circa 92 milioni di euro.

PIS/COFINS – Enel Green Power Cachoeira Dourada

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 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.
A fine 2025, il tribunale amministrativo di secondo grado ha emesso una decisione sfavorevole per Enel Green Power Cachoeira Dourada rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo organismo una richiesta di chiarimento.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2025 è di circa 78 milioni di euro.

PIS/COFINS – Enel Distribuição São Paulo

L'Autorità Fiscale Federale, a partire da giugno 2017, ha notificato diversi avvisi di accertamento a Enel Distribuição São Paulo (per il periodo 2013-2018) contestando delle 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, la stessa Autorità Fiscale 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.
Nel 2025, la società ha ottenuto esito positivo in sede amministrativa in merito ai crediti PIS e COFINS vantati a fronte dell'acquisto di energia elettrica ed è in attesa della corrispondente riduzione dell'importo dell'accertamento da parte dell'amministrazione finanziaria.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il valore delle cause al 31 dicembre 2025 è di circa 54 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 128 milioni di euro al 31 dicembre 2025:

(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 20 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 5 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 213 milioni di euro al 31 dicembre 2025 (Enel Iberia 201 milioni di euro; Endesa SA 12 milioni di euro).

57. 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

57.1 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[103]	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 di emissione (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 consegnano per ciascun periodo di riferimento le quote equivalenti alle loro emissioni inquinanti.	Sistema "*cap and trade*" obbligatorio per legge. Nel Gruppo, le quote di emissione 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 consegnare un certo volume di GO a seconda del livello di vendite ai clienti.
Certificati di Energia Rinnovabile (REC)	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.

57.2 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);
- ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità (certificati di efficienza energetica).

103. European Emissions Trading System, Sistema europeo di scambio di quote di emissione.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 50 "Derivati ed hedge accounting".

57.3 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 di competenza dell'esercizio in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro	2025	2024	2025-2024	
Oneri per certificati ambientali				
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	1.126	1.127	(1)	-0,1%
Oneri di sistema - Certificati di efficienza energetica	178	210	(32)	-15,2%
Oneri di sistema - Garanzie di origine	16	112	(96)	-85,7%
Oneri di sistema - Atri certificati ambientali	5	-	5	-
Totale	**1.325**	**1.449**	**(124)**	**-8,6%**

I minori oneri per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, sono dovuti principalmente:

- al decremento degli oneri per le garanzie di origine in Italia (89 milioni di euro) e in Spagna (7 milioni di euro) che riflette la riduzione del prezzo medio di tali certificati e la quantità di energia verde venduta ai clienti;
- ai minori oneri per certificati di efficienza energetica in Italia (24 milioni di euro) e in Spagna (8 milioni di euro) derivanti dalla riduzione del volume di certificati acquistati nel 2025 e dei prezzi medi di acquisto.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

La tabella di seguito riportata mostra la movimentazione delle quantità di certificati ambientali delle società del Gruppo, destinati all'adempimento degli obblighi in base a normative nazionali e sovranazionali.

	2025	2024	2025	2024	2025	2024
	Quote di emissioni inquinanti (migliaia di tonnellate)		Garanzie di origine (GWh)		Certificati di efficienza energetica (TEP)	
Saldo di apertura al 1° gennaio	**14.537**	**31.237**	**42.041**	**38.466**	**688.631**	**619.729**
Certificati autoprodotti	-	-	26.196	34.468	49.317	45.731
Acquisto di certificati	13.879	10.024	34.001	29.534	816.614	843.435
Vendita di certificati	-	(1.150)	-	-	(1.377)	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo[1]	(14.696)	(25.574)	(56.775)	(60.427)	(716.727)	(820.264)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**13.720**	**14.537**	**45.463**	**42.041**	**836.458**	**688.631**

(1) Per i certificati consegnati nel 2025 e 2024:
- 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 di competenza dell'esercizio, in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente		
Quote di emissioni inquinanti	72	23
Certificati di efficienza energetica	7	7
Garanzie di origine	97	170
Totale	**176**	**200**

La riduzione dei fondi rischi e oneri per certificati ambientali, di 24 milioni di euro, si riferisce:
- alla riduzione del fondo per garanzie di origine per 73 milioni di euro, in Italia (69 milioni di euro) e Spagna (4 milioni di euro) principalmente per effetto degli utilizzi e dei rilasci del periodo al netto degli accantonamenti;
- all'incremento del fondo per quote di emissioni inquinanti per 49 milioni di euro in Italia.

La seguente tabella illustra la movimentazione dei fondi per rischi e oneri relativi ai certificati ambientali nell'esercizio 2025.

Milioni di euro	al 31.12.2024	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci	Altri movimenti	al 31.12.2025
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente						
Quote di emissioni inquinanti	23	81	(31)	-	(1)	72
Certificati di efficienza energetica	7	-	-	-	-	7
Garanzie di origine	170	99	(70)	(102)	-	97
Totale	**200**	**180**	**(101)**	**(102)**	**(1)**	**176**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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	2025	2024	2025-2024	
Contributi per certificati ambientali				
Contributi non monetari - Garanzie di origine	53	97	(44)	-45,4%
Contributi non monetari - Altri certificati ambientali	1	3	(2)	-66,7%
Totale contributi non monetari per certificati ambientali	**54**	**100**	**(46)**	**-46,0%**
Contributi monetari - Certificati di efficienza energetica	171	194	(23)	-11,9%
TOTALE	**225**	**294**	**(69)**	**-23,5%**

La riduzione dei proventi per contributi per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, è riferita essenzialmente:

- alla riduzione dei contributi non monetari per garanzie di origine in Italia (per 33 milioni di euro) e in Spagna (per 11 milioni di euro) che riflette la riduzione del prezzo medio di tali certificati e della quantità di energia prodotta da fonte rinnovabile;
- al decremento dei contributi per certificati monetari di efficienza energetica in Italia, dovuto sostanzialmente alla riduzione dei volumi di certificati acquistati nel 2025 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; tali attività sono rilevate nell'ambito della voce "Altre attività correnti" e si riferiscono alle garanzie di origine.

Milioni di euro	al 31.12.2025 Corrente	al 31.12.2024 Corrente
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali		
Garanzie di origine	43	10

L'incremento della voce, per 33 milioni di euro, è riferito all'Italia (34 milioni di euro), leggermente compensato dal decremento dei contributi non monetari da ricevere registrato in Spagna (1 milione di euro).

Altre voci

Relativamente agli impatti dei certificati ambientali sulle altre voci di Conto economico e Stato patrimoniale, si rimanda:

- alla nota 10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" per i ricavi di vendita di certificati ambientali;
- alla nota 11.b "Servizi e altri materiali" per gli acquisti di certificati ambientali non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio;
- alla nota 32 "Rimanenze" per le rimanenze di certificati non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo di compliance dell'esercizio.

58. 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 2025.

- *"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. Nel dettaglio, i concetti chiave introdotti dall'IFRS 18 sono relativi:
  - alla struttura del Conto economico, richiedendo nuovi e specifici subtotali;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- all'obbligo di individuare il criterio per il raggruppamento delle spese che risulti più funzionale alla presentazione del 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 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, 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 mira a perfezionare l'interazione tra i princípi, rimuovendo 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, conseguenziale 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 a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referen-*

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

cing 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, le modifiche consentono di designare come elemento coperto un importo nominale variabile delle future transazioni di energia elettrica, a condizione che questo sia allineato alla produzione stimata dello specifico impianto di generazione cui fa riferimento lo strumento di copertura. Inoltre, se i flussi di cassa dello strumento di copertura dipendono dal verificarsi di una transazione prevista designata, quest'ultima si presume essere 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.

- *"Amendments to IAS 21 - Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency"*, emesso a novembre 2025. Le modifiche mirano a definire le procedure di conversione nel caso in cui la valuta di presentazione sia quella di un'economia iperinflazionata. Tali modifiche si applicano qualora:
  - la valuta funzionale sia quella di un'economia non iperinflazionata e i risultati economici e la situazione patrimoniale-finanziaria debbano essere convertiti nella valuta di un'economia iperinflazionata; oppure
  - i risultati economici e la situazione patrimoniale-finanziaria di una gestione estera, la cui valuta funzionale è quella di un'economia non iperinflazionata, debbano essere convertiti nella valuta di un'economia iperinflazionata.

  Le modifiche, previa omologazione, si applicano a partire dai periodi di rendicontazione annuali che iniziano il 1° gennaio 2027 o successivamente. L'applicazione anticipata è consentita.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

59. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Enel colloca nuovi prestiti obbligazionari ibridi perpetui per 2 miliardi di euro

In data 7 gennaio 2026, Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo nuovi prestiti obbligazionari subordinati ibridi, perpetui, non convertibili, denominati in euro e destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 2 miliardi di euro.

La nuova emissione è strutturata in due serie, senza scadenza fissa, esigibili solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società:

- prestito obbligazionario da 1.250 milioni di euro con una cedola fissa annuale del 4,125%;
- prestito obbligazionario da 750 milioni di euro con una cedola fissa annuale del 4,500%.

I titoli saranno quotati sul mercato regolamentato della Borsa Irlandese (Euronext Dublin).

Enel avvia un programma di acquisto di azioni proprie, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2025

In data 12 gennaio 2026, Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025 e della delibera successivamente assunta dal Consiglio di Amministrazione della Società, ha avviato un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 3,2 milioni, equivalenti a circa lo 0,0315% del capitale sociale di Enel.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Il programma è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2025 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile (Piano LTI 2025), anch'esso approvato dall'Assemblea del 22 maggio 2025.

Decreto legge 20 febbraio 2026, n. 21 (c.d. "Decreto Bollette")

In data 20 febbraio 2026 è stato emanato il decreto legge. n. 21, che introduce un pacchetto di misure volte al contenimento dei costi energetici per famiglie e imprese. Le principali disposizioni di interesse per il settore energetico riguardano:

- supporto ai clienti finali: potenziamento del bonus sociale elettrico per il 2026 e introduzione di un meccanismo di contributi volontari da parte dei venditori a favore delle famiglie non beneficiarie del bonus;
- oneri di sistema e fiscalità: riduzione della componente Asos per alcune utenze non domestiche. La copertura di tale misura è in parte finanziata tramite la rimodulazione degli incentivi per i grandi impianti fotovoltaici in Conto Energia, l'allineamento delle tempistiche di versamento degli oneri di sistema e un incremento temporaneo (2026-2027) del 2% dell'aliquota IRAP per specifici codici ATECO del settore;
- mercati all'ingrosso e generazione: introduzione di meccanismi per la riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, che includono rimborsi mirati per la generazione termoelettrica (soggetti ad autorizzazione europea), l'ottimizzazione della vendita del gas stoccato e l'introduzione di un tetto alle ore di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti per le bioenergie;
- infrastrutture e reti: nuove disposizioni per mitigare la saturazione virtuale della rete di trasmissione, con semplificazioni procedurali e nuove regole di allocazione della capacità per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili.

Il decreto è in corso di *iter* parlamentare per la conversione in legge, che dovrà concludersi entro il 21 aprile 2026. L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente è stata incaricata di definire le relative modalità attuative per gli ambiti di propria competenza.
Sulla base delle valutazioni preliminari effettuate dal Gruppo, l'impatto complessivo stimato sul risultato netto di Gruppo delle misure contenute nel citato decreto, al netto delle azioni di mitigazione che verranno intraprese dal management, risulta negativo per circa 300 milioni di euro, su base annua. La predisposizione del recente Piano Industriale 2026-2028, approvato lo scorso 22 febbraio dal Consiglio di Amministrazione, riflette tali valutazioni preliminari.

Firmati accordi per l'acquisizione di un portafoglio da 830 MW di impianti eolici e solari negli Stati Uniti

In data 21 febbraio 2026, Enel SpA, attraverso le società interamente controllate Enel Green Power North America ed EGPNA Project HoldCo 2, ha firmato accordi con Excelsior Energy Capital per l'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e solari, situati negli Stati Uniti, con una capacità installata complessiva di 830 MW e una produzione attesa media annua pari a circa 2,1 TWh. Gli accordi prevedono un corrispettivo pari a circa 1 miliardo di dollari statunitensi (equivalente a circa 850 milioni di euro) soggetto ad aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni. L'enterprise value riferito al 100% del portafoglio è pari a circa 1,3 miliardi di dollari statunitensi. Il closing dell'operazione è atteso per il terzo trimestre del 2026.

Enel avvia un nuovo programma di buyback fino a 1 miliardo di euro

In data 22 febbraio 2026, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato l'avvio di un nuovo programma di acquisto di azioni proprie per un esborso complessivo massimo fino a 1 miliardo di euro e un numero massimo di azioni in ogni caso non superiore a 150 milioni, equivalenti a circa l'1,48% del capitale sociale di Enel.
Il programma, la cui durata si protrarrà non oltre il 31 luglio 2026, è volto a riconoscere agli azionisti una remunerazione aggiuntiva rispetto alla distribuzione dei dividendi per effetto dell'annullamento delle azioni proprie acquistate per tale finalità.

Il CdA di Enel autorizza operazioni di finanziamento del Gruppo

In data 22 febbraio 2026, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha autorizzato l'emissione di prestiti obbligazionari nonché la sottoscrizione e/o il rinnovo di finanziamenti bancari, entro il 31 marzo 2027, da parte della Società e/o di Enel Finance International NV e/o di Enel Finance America LLC (in questi ultimi due casi, con garanzia rilasciata da Enel), per un importo massimo complessivo pari a 12 miliardi di euro.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Esercizio dell'Opzione di Acquisto della partecipazione del 10% del capitale sociale di Duereti Srl

Con riferimento al contratto sottoscritto in data 30 dicembre 2024 tra e-distribuzione SpA e A2A SpA, nella seconda metà di marzo 2026 A2A SpA ha manifestato la propria volontà irrevocabile ad acquistare la partecipazione rappresentativa del 10% del capitale sociale di Duereti Srl detenuta da e-distribuzione SpA e, per l'effetto, ha quindi esercitato l'Opzione di Acquisto nei confronti della stessa e-distribuzione prevista nel medesimo contratto.

60. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2025 riconosciuti da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2025 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 2025
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	0,6
	- entità della rete KPMG	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,8
	- 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	4,8
	- entità della rete KPMG	6,5
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,1
	- entità della rete KPMG	1,9
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**14,3**
TOTALE		**16,7**

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025, 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 2025 e il 31 dicembre 2025.

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 2025:
   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 2025, 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, 19 marzo 2026

Flavio Cattaneo
Amministratore Delegato di Enel SpA

Firmato digitalmente da Flavio Cattaneo
Data: 19/03/2026 09:35:56 CET

Stefano De Angelis
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Firmato digitalmente da Stefano De Angelis
Data: 19/03/2026 08:33:37 CET

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa alla Rendicontazione consolidata di sostenibilità al 31 dicembre 2025, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5-*ter*, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-*ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

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 2025, 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, 19 marzo 2026

Flavio Cattaneo

Amministratore Delegato di Enel SpA

Firmato digitalmente da Flavio Cattaneo
Data: 19/03/2026 09:37:24 CET

Stefano De Angelis

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Firmato digitalmente da Stefano De Angelis
Data: 19/03/2026 08:32:11 CET

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2025

(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 22 maggio 2025.

Nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2025 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato criticità da segnalare.

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. Possiamo dare atto che 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 rinvia a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio individuale della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2025 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2025");
- 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 2025 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2025 della Società risultano riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizioni di mercato;

- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2025 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi 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 2025 (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 2025 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 2025 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento;
- il Bilancio individuale dell'esercizio 2025 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. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre le dichiarazioni, rese ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), e-*bis*) ed e-*ter*), del Decreto 39/2010, relative rispettivamente (i) alla coerenza con il Bilancio individuale, (ii) alla conformità alle norme di legge, nonché (iii) alla mancata identificazione di errori significativi per quanto riguarda i contenuti della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2025 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

dell'esercizio 2025 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale. Nelle note di commento al Bilancio consolidato sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei principi applicati per la prima volta nel 2025 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 e 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 2025, 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 2025 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 (i) alla coerenza con il Bilancio consolidato, (ii) alla conformità alle norme di legge, nonché (iii) alla mancata identificazione di errori significativi per quanto riguarda i contenuti della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.

4

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 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 14 ottobre 2025), 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 da ultimo 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 2026, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2025;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2025 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 2025 il Gruppo Enel ha adottato un modello organizzativo articolato in:

  (i) quattro Linee di *business* globali, responsabili in tutte le geografie del Gruppo di costruire, sviluppare, gestire e manutenere gli *asset*,

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

svolgere le attività di *trading*, nonché sviluppare e gestire il portafoglio di nuovi prodotti e servizi (oltre alle *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 Innovation*, *Enel Commercial* (già *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, della gestione del portafoglio immobiliare e dei 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, Strategy and Sustainability; Administration, Finance and Control; People and Organization; External Relations; Legal, Corporate, Regulatory and Antitrust Affairs; Audit; Security*. In particolare, la Funzione *CEO Office, Strategy, and Sustainability* è responsabile di fornire supporto all'Amministratore Delegato nel definire e 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 osservazioni 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 riportate nella presente relazione;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, 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 di competenza dell'esercizio 2025 riconosciuti da Enel e dalle società da essa controllate 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 ritiene che non esistano 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 tale significatività da 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 2025, 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 2025;
- abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria e non finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei principi 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 dell'esercizio 2025 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 principi 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 2025. 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 2025, è stata redatta conformemente agli *standard* di rendicontazione delineati negli *European Sustainability Reporting Standards* (c.d. "Principi ESRS") e alle

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 costante partecipazione del responsabile della Funzione *Audit* della Società alle riunioni del Collegio Sindacale e tenendo più della metà delle riunioni congiuntamente al Comitato Controllo e Rischi, 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, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato ed efficace; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2026, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel medesimo mese di febbraio 2026, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2026-2028 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- nel corso del 2025 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 2025.

  Nel mese di giugno 2025 e nel mese di marzo 2026 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 2025. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Sindacale nei mesi di giugno 2025 e di marzo 2026 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 2025 e nei primi mesi del 2026 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 a quanto accade per il Consiglio di Amministrazione fin dal 2004. Trattasi di una *best practice* che il Collegio Sindacale ha inteso adottare dal 2018 pur in assenza di una specifica raccomandazione del Codice di *Corporate Governance*. Le modalità di svolgimento della *board review* riferita all'esercizio 2025 sono dettagliatamente descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2025 unitamente ai relativi esiti, che rivelano unanimità di giudizi espressi dai Sindaci riguardo all'adeguatezza della dimensione, della composizione e del funzionamento del Collegio Sindacale;
- nel corso del 2025 il Collegio Sindacale, nella composizione antecedente al rinnovo avvenuto nel mese di maggio 2025, ha avuto modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", caratterizzato da specifici approfondimenti intesi ad aggiornare gli Amministratori e i Sindaci in materia di tecnologie e prospettive della produzione di energia elettrica da fonte nucleare, intelligenza artificiale e *data center*. Il Collegio Sindacale in carica alla data della presente relazione, successivamente al proprio insediamento, ha a sua volta preso parte nel corso del 2025 a sessioni di "*induction*" dedicate al mercato italiano dell'energia, alle principali aree di competenza delle Unità *Administration* e *Finance* di *Holding*, nonché ai profili di *risk governance* del Gruppo Enel;
- 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 2025, delle informazioni necessarie alla comprensione dell'impatto del Gruppo Enel sulle questioni di sostenibilità, nonché delle informazioni necessarie alla comprensione del

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025, ha rilasciato ai sensi dell'art. 14-*bis* del Decreto 39/2010 un'attestazione di tipo "*limited assurance*" in merito (i) alla conformità della Rendicontazione consolidata di sostenibilità riferita all'esercizio 2025 alle norme del Decreto Legislativo n. 125/2024 che ne disciplinano i criteri di redazione e (ii) 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 adeguate 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 alla massima 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*"

11

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

indirizzato alle società estere del Gruppo, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2025. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento, adotta una composizione collegiale. L'organismo in carica alla data della presente relazione, nominato nel mese di luglio 2023, continua ad essere composto da tre membri esterni, dotati nel loro insieme di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale e diritto penale d'impresa. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2025 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 2025 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 5 febbraio 2025) in merito al Piano di *Audit* 2025, secondo quanto previsto dalla Raccomandazione n. 33, lettera c) del Codice di *Corporate Governance*;
- apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2025, 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 2026 e sui compensi corrisposti nel 2025 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 8 aprile 2026 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che la componente variabile della remunerazione spettante all'Amministratore Delegato/Direttore Generale 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 Enel e inclusivi anche di parametri di natura non finanziaria. Si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione degli strumenti retributivi sopra richiamati e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le nomine e le remunerazioni –costituito alla data della presente relazione da soli Amministratori non esecutivi e indipendenti –

12

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

avvalendosi delle analisi di *benchmark* effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente. 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 2025 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 2026 – 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.

Come segnalato nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione, nel corso della predisposizione della politica in materia di remunerazione per il 2026 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 effettuata sulla base dei dati riportati nella documentazione pubblicata in occasione della stagione assembleare 2025 dagli emittenti facenti parte di un *peer group* composto – a differenza di quello utilizzato per l'analoga analisi relativa al Consiglio di Amministrazione – da società italiane appartenenti quasi esclusivamente all'indice FTSE MIB ([1]), sostanzialmente in linea con il *peer group* utilizzato per la Politica per la remunerazione del

([1]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 17 società: A2A, Assicurazioni Generali, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Italgas, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli & C., Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Telecom Italia e Terna. Al riguardo, si segnala che Pirelli & C. è stata inclusa nel *peer group* sebbene sia recentemente uscita dall'indice FTSE-MIB, al fine di garantire continuità rispetto alle analisi degli anni precedenti; rispetto al *peer group* utilizzato per la Politica in materia di remunerazione del Collegio Sindacale per il 2025 è stata invece esclusa Unicredit, in quanto quest'ultima ha nel frattempo adottato un sistema di amministrazione e controllo di tipo monistico.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Collegio Sindacale per il 2025; le funzioni che l'ordinamento italiano attribuisce al Collegio Sindacale differenziano infatti quest'ultimo dagli organi con funzioni di controllo previsti dai sistemi di *governance* monistico e dualistico comunemente adottati in altri Paesi. Ai fini della individuazione del *peer group* il consulente, d'intesa con il Collegio Sindacale, ha ritenuto di escludere alcune società dell'indice FTSE MIB per la presenza di un modello di *business* non comparabile per dimensioni e struttura con quello di Enel, prendendo al contempo in considerazione alcune società del medesimo indice appartenenti al mondo bancario e assicurativo.

Sulla base dei dati dimensionali e di mercato al 31 dicembre 2024, l'analisi in questione ha evidenziato una complessiva riduzione della distanza tra Enel e l'insieme del *peer group* rispetto a quanto rilevato con riferimento all'anno precedente, pur mantenendo Enel un posizionamento ben superiore alla mediana riguardo a tutti i parametri considerati (*i.e.*, capitalizzazione, ricavi e numero dei dipendenti).

Analizzando i compensi previsti dalla Politica per la remunerazione del Collegio Sindacale per il 2025, dall'analisi di *benchmark* è quindi emerso che la remunerazione annua lorda sia del Presidente del Collegio Sindacale che degli altri Sindaci effettivi di Enel è perfettamente allineata alla mediana, mentre la remunerazione media per riunione effettivamente maturata nel corso del 2024 dai Sindaci di Enel è risultata leggermente inferiore al primo quartile.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2025 nel corso di 19 riunioni, nonché con la partecipazione alle 10 riunioni del Consiglio di Amministrazione e all'Assemblea annuale degli Azionisti e – per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi membri – alle 13 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (tenutesi in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 12 riunioni del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, alle 6 riunioni del Comitato Parti Correlate e alle 6 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 di norma 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025, in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione, nonché la proposta del medesimo Consiglio di destinazione dell'utile dell'esercizio 2025 e di distribuzione di riserve disponibili.

Roma, 10 aprile 2026

Il Collegio Sindacale

Dott. Pierluigi Pace - Presidente

Dott.ssa Monica Scipione – Sindaco

Dott. Mauro Zanin – Sindaco

15

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Relazione della Società di revisione

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025, 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 2025, 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 Giovanni Battista Pirelli, 38
20124 Milano MI ITALIA

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.10.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 33 "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.

Recuperabilità delle attività connesse alla valorizzazione delle ipotesi di rinnovo della concessione della distribuzione di energia elettrica nell'area metropolitana di San Paolo e del relativo avviamento

Note di commento al bilancio consolidato: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management – Impairment delle attività non finanziarie", n. 2.2 "Principi contabili rilevanti – Impairment delle attività non finanziarie", n. 19 "Accordi per servizi in concessione" e n. 23 "Avviamento".

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
Il Gruppo detiene, tramite la società controllata Enel Distribuição São Paulo, investimenti rilevanti nell'attività di distribuzione dell'energia elettrica nell'area metropolitana di San Paolo in Brasile, operata sulla base di una concessione con scadenza nel 2028 e rinnovabile per 30 anni. Gli attivi non correnti correlati alla concessione, iscritti nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2025, includono principalmente attività finanziarie e attività immateriali per un valore pari complessivamente a 2.535 milioni di euro, nonché altre attività immateriali pari a 806 milioni di euro, connesse alla valorizzazione dell'ipotesi di rinnovo del diritto di	Le procedure di revisione svolte, anche attraverso il coinvolgimento dei revisori delle componenti, hanno incluso: • colloqui con la direzione finalizzati alla comprensione degli scenari valutati nella proiezione dei flussi di cassa della concessione e dei giudizi utilizzati nella ponderazione della probabilità di rinnovo della concessione; • ottenimento ed esame dei pareri di esperti legali e regolatori locali coinvolti dalla direzione, anche al fine di valutare la ragionevolezza delle probabilità

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
concessione ed un avviamento pari a 595 milioni di euro. Nel corso del 2024 e del 2025, due eventi climatici estremi hanno colpito l'area di San Paolo, incidendo sulla stabilità della rete. In tale contesto, il processo di rinnovo della concessione è stato sospeso a seguito della causa intentata nell'agosto 2025 dalla Municipalità di San Paolo in relazione alla gestione dell'emergenza di ottobre 2024, nonché dell'avvio, da parte dell'ANEEL, autorità locale di regolazione del settore elettrico, di una valutazione sulle prestazioni rese dalla società controllata in risposta alle emergenze del 2024 e del 2025. In tale ambito, in data 7 aprile 2026, l'ANEEL ha deliberato l'apertura di un procedimento amministrativo volto a valutare la sussistenza dei presupposti per la revoca della concessione, ai fini della formulazione della raccomandazione tecnica che la stessa dovrà indirizzare al Ministero brasiliano delle Miniere e dell'Energia, cui spetta la decisione finale. In conseguenza della situazione appena descritta, la direzione ha svolto uno specifico test di impairment riferito alle attività e passività nette della CGU relativa alla distribuzione di energia elettrica nell'area metropolitana di San Paolo, comprensive del relativo avviamento. La determinazione del valore recuperabile è stata effettuata mediante la stima del valore d'uso, determinato tramite il metodo dell'attualizzazione dei flussi finanziari attesi e, in particolare, utilizzando l'approccio dell'"*expected cash flow*". Tale approccio ha previsto l'elaborazione di scenari alternativi di flussi finanziari futuri e la relativa ponderazione probabilistica dei risultati, al fine di riflettere l'incertezza relativa al rinnovo della concessione precedentemente descritta. La direzione ha inoltre effettuato un'analisi di sensitività rispetto a variazioni ragionevolmente possibili delle probabilità attribuite ai diversi scenari di rinnovo della concessione. La metodologia adottata è caratterizzata dall'utilizzo di stime, per loro natura incerte e soggettive, in particolare legate all'elaborazione degli scenari alternativi dei flussi finanziari futuri ed alla relativa ponderazione probabilistica. Per tali ragioni abbiamo considerato la recuperabilità delle attività connesse alla valorizzazione delle ipotesi di rinnovo della concessione della distribuzione di energia elettrica nell'area metropolitana di San Paolo e del relativo avviamento un aspetto chiave dell'attività di revisione.	attribuite agli scenari alternativi dalla stessa adottati; • valutazione della competenza, capacità e obiettività dei succitati esperti legali e regolatori; • confronto tra i flussi finanziari utilizzati ai fini del test di *impairment* e i flussi previsti nel Piano 2026-2028, approvato dagli Amministratori della Capogruppo in data 22 febbraio 2026, ed analisi della ragionevolezza delle eventuali differenze; • coinvolgimento di esperti del network KPMG nell'esame della ragionevolezza del modello del test di *impairment* e delle relative assunzioni finanziarie, anche attraverso il confronto con dati e informazioni esterni; • esame delle analisi di sensitività svolte dalla direzione in merito alle assunzioni chiave utilizzate per lo svolgimento dell'impairment test; • esame degli eventi successivi al 31 dicembre 2025; • esame dell'appropriatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio consolidato

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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;

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025, 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 2025 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.

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 2025, 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 2025.

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.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Gruppo Enel
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2025

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, 10 aprile 2026

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 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 2025 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.

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.

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 Giovanni Battista Pirelli, 38
20124 Milano MI ITALIA

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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.

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 "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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

- 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. Ad esito delle procedure di valutazione del rischio, i rischi di errore significativo maggiormente rilevanti sono stati identificati in relazione al seguente tema di sostenibilità: cambiamento climatico;
- 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, 10 aprile 2026

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Allegati

Allegato 1 – Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025

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 2025, 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

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA 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%
ACL SPV 2 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100%	100%
ACL SPV 4 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100%	100%
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	1.000.000	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%
AGWF Finance Company (Pty) Ltd	Perth	AU	100	AUD		Equity	SRV AGWF (Pty) Ltd	100%	40%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
AGWF Hold Trust	Perth	AU	1.550	AUD		Equity	Bright Energy Investments Trust	100%	50%
AGWF Trust	Perth	AU	1.550	AUD		Equity	AGWF Hold Trust	100%	50%
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%	86%
							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%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	42.117.416	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Amber Sage Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	8.553.230.392	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	86%
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%	71%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	1.953	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Green Power 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Green Power 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Green Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Green Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Arena Power Solar 20 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	61%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
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%
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings 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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	71%
Baleares Energy SLU	Palma de Mallorca	ES	4.509	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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%	36%
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%
BEI Group Co. (Pty) Ltd	Perth	AU	18.934	AUD		Equity	BEI Group Hold Co. (Pty) Ltd	100%	40%
BEI Group Hold Co. (Pty) Ltd	Perth	AU	19.034	AUD		Equity	SRV Joint Venture (Pty) Ltd	80%	40%
BEI Group Hold Trust	Perth	AU	18.934	AUD		Equity	SRV Joint Venture Trust	100%	50%
BEI Group Trust	Perth	AU	18.934	AUD		Equity	BEI Group Hold Trust	100%	50%
BEI WWF Hold (Pty) Ltd	Perth	AU	30	AUD		Equity	Bright Energy Investments (Pty) Ltd	100%	40%
BEI WWF Hold Trust	Perth	AU	354.056.687	AUD		Equity	Bright Energy Investments Trust	100%	50%
BEI WWF (Pty) Ltd	Perth	AU	30	AUD		Equity	BEI WWF Hold (Pty) Ltd	100%	40%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	200.000	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%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%	86%
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	512.280.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	65%	32%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Bright Energy Investments (Pty) Ltd	Perth	AU	18.834	AUD		Equity	BEI Group Co. (Pty) Ltd	100%	40%
Bright Energy Investments Trust	Perth	AU	18.834	AUD		Equity	BEI Group Trust	100%	50%
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	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%	50%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar 3 Trust Bungala Solar (Pty) Ltd	49% 51%	50%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar 3 (Pty) Ltd Bungala Solar (Pty) Ltd	49% 51%	50%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar 3 (Pty) Ltd Bungala Solar (Pty) Ltd	49% 51%	50%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar 3 Trust Bungala Solar (Pty) Ltd	49% 51%	50%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Solar 2 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	3.171.639	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Bungala Solar 3 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	1.100	AUD		Equity	Bungala Solar 2 (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Solar 3 Trust	Barangaroo	AU	84.506.843	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding 2 Trust	100%	50%
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%	50%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar 3 (Pty) Ltd	49%	50%
							Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar 2 (Pty) Ltd	49%	50%
							Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar 3 (Pty) Ltd	49%	50%
							Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar 3 Trust	49%	50%
							Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Burgundy Spruce Solar LP	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
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		Integrale	Rocky Caney Holdings LLC	100%	100%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
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%	86%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	385.128.917	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	0% 100%	86%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Granada	ES	364.213	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	24%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33%	24%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	33%	19%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24%	17%
CES 2 Single Member Private Company	Maroussi	GR	280.397	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 3 Single Member Private Company	Maroussi	GR	531.174	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 4 Single Member Private Company	Maroussi	GR	97.548	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 5 Single Member Private Company	Maroussi	GR	322.657	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 6 Single Member Private Company	Maroussi	GR	889.234	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 7 Single Member Private Company	Maroussi	GR	186.947	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 8 Single Member Private Company	Maroussi	GR	488.074	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. Enel Green Power Canada Inc.	0% 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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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		Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100%	100%
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%
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%
Clare Asset Co. (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Clare Holdings Co. (Pty) Ltd	100%	25%
Clare Asset Trust	Barangaroo	AU	74.624.699	AUD		Equity	Clare Holding Trust	100%	25%
Clare Holding Trust	Barangaroo	AU	81.018.458	AUD		Equity	Lighthouse PE Clare Trust	100%	25%
Clare Holdings Co. (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Lighthouse PE Clare (Pty) Ltd	100%	25%
Clare Solar Farm Finance (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Clare Asset Co. (Pty) Ltd	100%	25%
Clare Solar Farm Holdings (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Clare Solar Holding 2 (Pty) Ltd	50%	25%
Clare Solar Farm (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Clare Solar Farm Holdings (Pty) Ltd	100%	25%
Clare Solar Holding 2 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	480.001	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd	100%	50%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Clare Solar Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	51	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Clare Solar Holding Trust	Barangaroo	AU	397.942	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding 2 Trust	100%	50%
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%
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%	24%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	16.430.800	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	22%	22%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	2.133.480.314	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	77%	66%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	179.473.412	ARS		Integrale	Enel Brasil SA Enel CIEN SA	74% 26%	86%
Compañía Eólica Tierras Altas SAU	Soria	ES	12.560.900	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	82%	82%
Consorzio DAP (Dynamic Accounting Platform)	Roma	IT	-	EUR		Integrale	Società del Gruppo Enel	100%	100%
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%
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. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	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%	36%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Derivex SA	Bogotà	CO	938.734.000	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5%	3%
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 Enel Services México SA de Cv	100% 0%	100%
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Dispatch Renewable Energy Single Member SA	Maroussi	GR	3.015.539	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl	Catania	IT	623.885	EUR		-	3SUN Srl	6%	6%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240	EUR		Integrale	Endesa SA	55%	71%
							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%	71%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021	ARS		Integrale	Enel Américas SA	52%	44%
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-Solar 2 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%
ESCO Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000	EUR		Held for sale	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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EcoSolar 2 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%	71%
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		Integrale	Enel X Italia Srl	100%	100%
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%	49%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	1%	
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%	86%
EGP Solar VI SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	86%
EGP Terracina 01 Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
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	81.106	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	36%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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		Integrale	EGPNA REP Holdings LLC	100%	100%
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-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%	34%
							Enel SpA	4%	
Elecgas SA	Pego	PT	50.000	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50%	36%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876	EUR		Integrale	Endesa SA	53%	71%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	47%	
Eléctrica de Lijar SL	Algodonales	ES	1.081.822	EUR		Equity	Endesa SA	50%	36%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcellona	ES	500.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Electricidad de Puerto Real SA	Puerto Real	ES	4.960.246	EUR		Equity	Endesa SA	50%	36%
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 Paolo	BR	4.532.524.934	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	36%
Empresa Carbonífera del Sur Encasur SAU	Madrid	ES	18.030.000	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	71%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	16.562.250	EUR		Integrale	Endesa SA	96%	69%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU	Ceuta	ES	10.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA	56%	62%
							Enel Argentina SA	43%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	176.399.375	USD		Integrale	Enel Generación Chile SA	93%	56%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	63.810.000	USD		-	Enel SpA	11%	11%
EN Solar 4 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%	71%
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.576	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	0%	71%
							Endesa Generación SAU	99%	
							Enel Green Power España SLU	1%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Generación SAU	Siviglia	ES	1.940.379.735	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Mobility SLU	Madrid	ES	10.000.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	71%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000	EUR		Integrale	Endesa Mobility SLU	49%	86%
							Enel X Srl	51%	
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540	EUR		Integrale	Endesa SA	2%	71%
							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 Américas SA	4%	86%
							Enel SpA	82%	
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	86%
							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	52.480.943.635	BRL		Integrale	Enel Américas SA	100%	86%
							Enel Brasil SA	0%	
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.895.894.938	USD		Integrale	Enel SpA	65%	65%
Enel Cien SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	49%
Enel Costa Rica CAM SA	San José	CR	27.500.000	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
Enel Distribución Chile SA	Las Condes	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%
Enel Energy North America Texas LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 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%	25%
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	554.741.104	USD		Integrale	Enel Chile SA	94%	61%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	68.565.267.452	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	9%	56%
							Hidroinvest SA	59%	
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	249.202.667	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	96%	83%
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	50.000	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	354.783.402	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	158.184.700	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	126.558.200	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.836	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
							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%	
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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.591	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	150.724.273	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.936.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	267.322.302	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	130.747.009	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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	USD		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%	
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.791.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power España Solar 1 SLU	Madrid	ES	81.106	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.153	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	71%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	112.232.174	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
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%	86%
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	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	131.001.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
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.	1%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	99%	
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	416.566.053	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power India Private Limited	Nuova Delhi	IN	207.228.405	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	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	261.810.333	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	408.949.643	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	102.316.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
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 Komplementär Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Seubersdorf Holding GmbH	100%	100%
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	8.796.000.000	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Krackow Holding GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power Krackow Treuhänder UG (haftungsbeschränkt)	Berlino	DE	100	EUR		Integrale	Windpark Krackow Beteiligungs GmbH	100%	100%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
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%	86%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	100.170.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	86%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Morro Norte 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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	175.456.500	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	86%
							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%	86%
							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%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98%	86%
							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 SpA	0%	
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
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%	86%
Enel Green Power São Cirilo 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA	Teresina	BR	82.268.019	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA	Teresina	BR	114.522.005	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA	Teresina	BR	109.281.818	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 1 SA	Teresina	BR	235.654.397	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA	Teresina	BR	111.680.484	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA	Teresina	BR	114.475.155	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA	Teresina	BR	108.022.915	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	203.190.488	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	158.657.469	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.043	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA	Teresina	BR	169.039.744	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.789	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA	Teresina	BR	99.994.198	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA	Teresina	BR	121.587.960	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA	Teresina	BR	178.124.686	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 4 SA	Teresina	BR	137.917.258	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA	Teresina	BR	98.230.525	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA	Teresina	BR	223.615.691	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	107.561.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power São Micael 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Micael 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Micael 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	86%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Micael 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel Green Power Seubersdorf Holding GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	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 SpA	0%	
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%
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.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	62.321.360	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2%	
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100%	100%
							Enel Green Power SpA	0%	
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anoním Şirketí	Istanbul	TR	37.141.108	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
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%	86%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA	Teresina	BR	94.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	86%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA	Teresina	BR	93.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	86%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA	Teresina	BR	120.482.806	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	100% 0%	86%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA	Teresina	BR	132.457.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	86%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA	Teresina	BR	128.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	86%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

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 10 SA	Teresina	BR	132.100.849	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA	Teresina	BR	105.587.248	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA	Teresina	BR	99.046.725	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA	Teresina	BR	104.087.563	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	53%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	383.436.550	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	34%	29%
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	369.758.650	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	34%	29%
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	262.576.701	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	379.980.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	34%	29%
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	362.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.450	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	34%	29%
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	353.284.550	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	34%	29%
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	298.952.101	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	86%
							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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited
emarket sdir storage

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
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%	86%
							Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	0%	
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							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%	49%
							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%	49%
							Enel Colombia SA ESP	100%	
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	1.000	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100%	86%
Enel Power Connection Italy Srl	Roma	IT	200.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Reinsurance – Compagnia di riassicurazione SpA	Roma	IT	3.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Renovable Srl	Panama City	PA	80.320	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	1%	49%
							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%	86%
							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%	86%
							Enel Argentina SA	45%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	60.280.312	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	86%
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	284.076.000	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	127800.000	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%	86%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	49%
Enel X Demand Response SA	San Paolo	BR	2.000.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100%	86%
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	0%	100%
							Enel X International Srl	100%	
Enel X Mobilidade Urbana SA	San Paolo	BR	163.642.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100%	86%
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	100%	100%
							Enel X North America Inc.	0%	
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	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 Srl	100%	100%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	37.045.337	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	20%	97%
							Enel X Srl	80%	
Enel X Way Canada Holding Ltd	Vancouver	CA	-	CAD		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	19.329.589.733	CLP		Integrale	Enel Chile SA	62%	78%
							Enel X Srl	38%	
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000	EUR		Integrale	Enel X 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	0%	100%
							Enel X Srl	100%	

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	0	USD		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100%	100%
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%	86%
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%	36%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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	0%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	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%	36%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Energía y Naturaleza SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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%	71%
Energías de Graus SL	Saragozza	ES	1.298.160	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67%	48%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97%	69%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	5.688	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU	8%	16%
							Envatios Promoción II SLU	8%	
							Envatios Promoción III SLU	8%	
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	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Energy Podium Single Member Private Company	Maroussi	GR	383.228	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	52.128.517	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100%	100%
EnergyQ1BESS Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Libra Flexsys Srl	100%	51%
Energyworx BV	Amsterdam	NL	18.000	EUR		Equity	Energyworx International BV	100%	50%
Energyworx Inc.	Houston	US	1	USD		Equity	Energyworx International BV	100%	50%
Energyworx International BV	Amsterdam	NL	270	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100%	50%
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%
Enigma Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	71%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Envatios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Eojin Wind Power Co. Ltd	Seoul	KR	801.000.000	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%	36%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201.544	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	57%	100%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	43%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80%	57%
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%	29%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.226	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	29%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60%	43%
Epresa Energía SA	Puerto Real	ES	2.500.000	EUR		Equity	Endesa SA	50%	36%
Ermis 2 Energeiaki SA	Grevena	GR	25.000	EUR		Equity	Principia Energy Generation Single Member SA	0%	0%
E-Solar 3 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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	431.250.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	65%	32%
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%
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		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
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%	50%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	74%	53%
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%	64%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	64%
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%	86%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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	6.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61%	44%
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%	36%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FRV Gibalbín-Jerez SLU	Madrid	ES	23.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	71%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
FV Andrea Solar SLU	Saragozza	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FV Campos Solar SLU	Saragozza	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FV La Cerca SLU	Saragozza	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
FV Menaute SLU	Saragozza	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	71%
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	20.082.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Guatemala SA	99% 1%	49%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100%	49%
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%
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%	17%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
GRSF Finance Co. (Pty) Ltd	Perth	AU	100	AUD		Equity	SRV GRSF (Pty) Ltd	100%	40%
GRSF Hold Trust	Perth	AU	143.251.291	AUD		Equity	Bright Energy Investments Trust	100%	50%
GRSF Trust	Perth	AU	143.251.291	AUD		Equity	GRSF Hold Trust	100%	50%
Guayepo Solar III SAS ESP	Bogotà	CO	1.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	200.000	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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	71%
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	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75%	54%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093	ARS		Integrale	Enel Américas SA	42%	83%
							Enel Argentina SA	55%	
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%
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	Shanghai	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 Srl	13%	13%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000	USD		-	Hubject GmbH	100%	13%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Hubject Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	50.000	SGD		-	Hubject GmbH	100%	13%
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%	
Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	2.000.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	51%	25%
Infraestructuras Palos 220 SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50%	71%
							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%	9%
							Baylio Solar SLU	8%	
							Furatena Solar 1 SLU	8%	
International Multimedia University Srl	-	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%	86%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Italgest Zambia	Lusaka	ZM	1.000.000	ZMW		Integrale	Italgest Energy (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%	86%
Jamboree Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
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	304.335	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%
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%	49%
Latam Solar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Latam Solar Fotovoltaica Sahagun SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
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.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Lene Connect Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Lene Srl	100%	100%
Lene Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	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%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	LY	1.350.000	EUR		-	Enelpower Srl	0%	0%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lighthouse PE Clare (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	102	AUD		Equity	Clare Solar Holding (Pty) Ltd	50%	25%
Lighthouse PE Clare Trust	Barangaroo	AU	112.854.252	AUD		Equity	Clare Solar Holding Trust	50%	25%
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%
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 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 8 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
Loira de Logística SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	71%
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%	13%
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%	69%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.304.790	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	44%
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	44%
Luz de Cataguases SA	Cataguases	BR	4.800.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60%	51%
Luz de Caxias do Sul SA	Rio de Janeiro	BR	31.017.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	69%
Luz de Itanhaém SA	Itanhaém	BR	22.700.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60%	51%
Luz de Jaboatão Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.114.200	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	44%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	44%
Luz de Maringá SA	Rio de Janeiro	BR	35.109.625	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	69%
Luz de Ponta Grossa SA	Rio de Janeiro	BR	17.889.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	69%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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	246.580.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	65%	32%
Millstone Junction Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Enel Green Power España SLU	9%	22%
							Energía Base Natural SLU	5%	
							Energía Eólica Ábrego SLU	8%	
							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%	15%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%
Nuclenor SA	Valle de Tobalina	ES	5.406.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50%	36%
Nuclitalia Srl	Roma	IT	200.000	EUR		Integrale	Enel Innovation Hubs Srl	51%	51%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	36%
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%	10%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
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%	24%
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	12.034.001	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%	71%
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%	64%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico A Capelada SLU	Santiago de Compostela	ES	5.857.704	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Parque Eólico BR-1 SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0%	25%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.007.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80%	57%
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela	ES	3.606.073	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75%	54%
Parque Eólico de San Andrés SA	Santiago de Compostela	ES	552.920	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82%	59%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66%	47%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	64%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	76%	54%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52%	37%
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%	86%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	36%
							Endesa Generación SAU	50%	
PH Chucás SA	San José	CR	100.000	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	65%	32%
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	33%	20%
							Globyte SA	67%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	34%	20%
							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%	
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 FinCo (Pty) Ltd	Sydney	AU	120	AUD		Equity	Cohuna Solar Trust	33%	50%
							Flat Rocks One Wind Trust	33%	
							Girgarre Solar Trust	33%	
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
Potentia Energy HoldCo (Pty) Ltd	Barangaroo	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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Potentia Energy Monaro Holding 2 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	251	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Potentia Energy Monaro Holding 2 Trust	Barangaroo	AU	168.565.977	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	1.892.105	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Potentia Energy (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000	AUD		Equity	Potentia Energy HoldCo (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	Potentia Energy HoldCo (Pty) Ltd	100%	50%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA	100%	50%
PowerCrop Russi Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA	100%	50%
PowerCrop SpA	Russi	IT	4.000.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50%	50%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.445	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Principia Aeolus Single Member SA	Atene	GR	25.000	EUR		Equity	Principia Energy Generation Single Member SA	100%	50%
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	448.435.000	EUR		Equity	Principia Energy SA	100%	50%
Principia Energy Services Single Member SA	Maroussi	GR	471.379.200	EUR		Equity	Principia Energy SA	100%	50%
Principia Energy SA	Maroussi	GR	486.460.086	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
Principia Energy South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	90.669.641	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%	71%
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%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25%	25%
							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%
Proyecto REN 01 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyecto REN 02 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyecto REN 03 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyecto REN 04 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyecto REN 05 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyecto REN 06 SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	24%
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%	71%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	86%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000	EUR		Equity	Endesa Energía SAU	50%	36%
Red Cap Impofu (RF) (Pty) Ltd	Sandton	ZA	120.000	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	97%	25%
Red Cap Impofu East (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	162.345.637	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	97%	25%
Red Cap Impofu West (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	162.345.637	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. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
REN Alfajarín Solar SLU	Saragozza	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	6%	23%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	6%	
							EGPE Solar 2 SLU	16%	
							Emintegral Cycle SLU	17%	
							Enel Green Power España Solar 1 SLU	6%	
							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	EGPE Solar 2 SLU	31%	23%
							Emintegral Cycle SLU	33%	
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	49%
							Enel Guatemala SA	0%	
Renovables la Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000	EUR		Equity	EGPE Solar 2 SLU	28%	16%
							Stonewood Desarrollos SLU	16%	
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	29%
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.	51%	51%
							Riverview Management Inc.	1%	
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100%	100%
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%
Roseland Solar PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
Rosi Energy Iberia SL	Madrid	ES	500.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	20%	14%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Royalla Solar 2 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	2.084.101	AUD		Equity	Royalla Solar Holding 4 (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Holding 2 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	1.411.954	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Holding 3 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Royalla Solar Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Holding 3 Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Royalla Solar Holding Trust	100%	50%
Royalla Solar Holding 4 (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	1.001.000	AUD		Equity	Royalla Solar Holding 2 (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	200	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding 2 (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Holding Trust	Barangaroo	AU	27.632.003	AUD		Equity	Potentia Energy Monaro Holding 2 Trust	100%	50%
Royalla Solar (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Royalla Solar Holding 3 (Pty) Ltd	100%	50%
Royalla Solar Trust	Barangaroo	AU	-	AUD		Equity	Royalla Solar Holding 3 Trust	100%	50%
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%	31%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.186	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67%	48%
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 in liquidazione	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%	71%
Savanna Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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%	27%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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	EGPE Solar 2 SLU	16%	6%
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%
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	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Shark Power REN 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Shark Power REN 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Shark Power REN 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Shark Power REN 7 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Shark Power REN 8 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
Shark Power REN 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	71%
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 in liquidazione	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
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 Srl	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%	69%
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%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	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%	46%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	3.286.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	36%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60%	43%
Società Elettrica Trigno Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA - SIET SpA	Piacenza	IT	697.820	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	42%	42%
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%	29%
Solaning 6 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	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%	26%
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%
SRV AGWF Hold (Pty) Ltd	Perth	AU	3.012	AUD		Equity	Bright Energy Investments (Pty) Ltd	100%	40%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
SRV AGWF (Pty) Ltd	Perth	AU	3.012	AUD		Equity	SRV AGWF Hold (Pty) Ltd	100%	40%
SRV GRSF Hold (Pty) Ltd	Perth	AU	31	AUD		Equity	Bright Energy Investments (Pty) Ltd	100%	40%
SRV GRSF (Pty) Ltd	Perth	AU	31	AUD		Equity	SRV GRSF Hold (Pty) Ltd	100%	40%
SRV Joint Venture (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	200	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
SRV Joint Venture Trust	Perth	AU	11.285.749	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
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 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%	36%
Storage del Colle Srl	Roma	IT	500	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100%	100%
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%	71%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240	EUR		Equity	Endesa SA	34%	24%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60%	43%
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%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
TAE Technologies Inc.	Pauling	US	41.000	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%	37%
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%	4%
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45%	32%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	36%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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 AEIE in liquidazione	Madrid	ES	26.888	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	24%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8%	6%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	36%
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%	43%
Transportadora de Energía SA - TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0%	86%
							Enel Brasil SA	60%	
							Enel CIEN SA	40%	
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	18%	13%
							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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	71%
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%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda	Rio de Janeiro	BR	418.542.805	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Rio de Janeiro	BR	387.721.932	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda	Rio de Janeiro	BR	436.753.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	402.133.267	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	86%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.572.010	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Ventos de São Mário Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.492.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	86%
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%	48%
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%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
Windpark Krackow Beteiligungs GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Krackow Holding GmbH	100%	100%
Windpark Krackow-Glasow GmbH & Co. KG	Berlino	DE	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Krackow Treuhänder UG (haftungsbeschränkt) Windpark Krackow Beteiligungs GmbH	0% 100%	100%
Windpark Seubersdorf 2 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	2.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Seubersdorf Holding GmbH	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%
WWF Finance Co. (Pty) Ltd	Perth	AU	100	AUD		Equity	BEI WWF (Pty) Ltd	100%	40%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
WWF Trust	Perth	AU	54.131.609	AUD		Equity	BEI WWF Hold Trust	100%	50%
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%	29%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almería	ES	234.395	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	29%
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%

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Allegato 2 – Green Bond Report 2025 – 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 in circolazione un Green Bond per un totale di 1,25 miliardi di euro, emesso nel 2018, i cui proventi sono stati destinati sia a progetti rinnovabili sia alle reti.

Tale bond è stato emesso nell'ambito del programma Euro Medium-Term Note (EMTN) di Enel ed Enel Finance International e destinato a investitori istituzionali e garantito 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[104].

Con il presente documento di rendicontazione, Enel assolve l'impegno assunto all'emissione del 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 del Green Bond emesso nel 2018, 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 l'emissione 2018, 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.

104. SDG 7 "Affordable and clean energy"; SDG 9 "Industry, innovation and infrastructure"; SDG 11 "Sustainable cities and communities"; SDG 13 "Climate action".

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tabella riepilogativa del Green Bond emesso nel 2018 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**	**11.382.324**
di cui nuovi progetti Enel Grids	I&N	665	n.a.	n.a.
di cui nuovi progetti rinnovabili	Rinnovabili	575	2.007	11.382.324

(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.

Tabella A – Indicatori finanziari (rinnovabili)

Paese	Nome progetto	Tecnologia	Status	Capacità (MW)	Data di entrata in esercizio	Investimento (valori in divisa)			Proventi GB allocati (mln€)
						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
USA	Roadrunner	Solare	In operation	497	Giu-20	USD	436	366	30
USA	Seven Cowboy	Eolico	In operation	302	Ott-22	EUR	427	405	73
COLOMBIA	El Paso	Solare	In operation	86	Ott-19	USD	78	66	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**

(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 è pari a 1,19 USD/EUR. 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.

Tabella B – Indicatori ESG (rinnovabili)

Paese	Nome progetto	Produzione 2025 (GWh)	CO_2 evitata 2025 (t)[1][3]	Produzione 2018-2025 (GWh)	CO_2 evitata 2018-2025 (t)[1][3]
USA	Diamond Vista	901	316.966	7.724	2.879.572
USA	Fenner Repowering[2]	76	26.637	591	223.080
USA	High Lonesome I+II	1.266	445.181	7.454	2.733.610
USA	Roadrunner	1.073	377.380	5.083	1.840.032
USA	Seven Cowboy	1.171	411.878	2.909	1.023.042
COLOMBIA	El Paso	179	17.108	1.007	155.042
USA	Aurora USA	185	65.002	2.429	893.312
USA	Little Elk	319	112.051	2.578	977.352
USA	Chisholm View II	187	65.652	1.732	657.282

(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.

(3) Il calcolo della "CO_2 evitata" per l'anno 2025 per gli USA considera i fattori emissivi del 2024, non essendo stato pubblicato il dato al 2025, alla data di completamente del suddetto Report.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tabella C – Ulteriori indicatori ESG (rinnovabili)

Paese	Nome progetto	Consumo di acqua m³(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	-	-	-	-	1	80
USA	Fenner Repowering	-	-	-	-	3	120
USA	High Lonesome I+II	-	-	-	-	4	300
USA	Roadrunner	-	-	-	-	1	160
USA	Seven Cowboy	-	-	-	-	1	8
COLOMBIA	El Paso	-	1	-	-	4	10.565
USA	Aurora USA	27	-	-	-	-	-
USA	Little Elk	-	-	-	-	1	8
USA	Chisholm View II	-	-	-	-	3	240

(1) Consumo di acqua a uso industriale relativo ai dati di prelievo idrico in esercizio dell'impianto.

Tabella A – Indicatori finanziari (I&N)

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 (I&N)

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	-	-	-	31	206.640	192.785	-	3.519
Total Asset Management	76	39	109	-	-	-	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 (I&N)

Paese	Incidenti (mortali e "Life Changing") (n.)	Progetti sociali (n.)	Beneficiari dei progetti sociali (n.)	Progetti biodiversità (n.)
ITALIA	-	252	7.915	10

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Tabella D – Informazioni complessive

CRITERIO	INDICATORE	DATI/APPROCCIO GB 2025
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 nove segnalazioni relative al criterio in oggetto, sette delle quali conclusesi come non violazione, una violazione accertata, non grave, 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	Sono state ricevute tre segnalazioni in materia di salute e sicurezza, due delle quali conclusesi come violazione e una non violazione. Le violazioni accertate non hanno provocato impatti sulla sicurezza delle persone.
	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 55%.

(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%).

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 (di seguito anche il "Report") della Enel S.p.A. (di seguito anche la "Società") relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, costituito dalla Tabella Riepilogativa del Green Bond emesso nel 2018, 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 2025 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 2025.

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 2025 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 2025 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 Giovanni Battista Pirelli, 38
20124 Milano MI ITALIA

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 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 2025;

2 comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative incluse nel Green Bond Report 2025;

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 2025;

4 analisi documentali e procedure di tipo analitico al fine di verificare, su base campionaria, gli indicatori inclusi nel Green Bond Report 2025.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il Green Bond Report 2025 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 al Green Bond Report del 2018, presentati nelle tabelle del Green Bond Report 2025, sono stati sottoposti ad un esame limitato da parte di un altro revisore che in data 7 maggio 2019 e 8 aprile 2020 ha rispettivamente espresso su tali Green Bond Report una conclusione senza rilievi.

Roma, 10 aprile 2026

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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 2025 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.

Il Gruppo Enel emette e sottoscrive strumenti finanziari legati al raggiungimento di predeterminati Sustainability Performance Targets (SPT) tra i quali si annoverano: obbligazioni Sustainability-Linked, SDG Commercial Paper, prestiti Sustainability-Linked, derivati Sustainability-Linked su tassi di cambio e tassi di interesse, e garanzie Sustainability-Linked. Come indicato nel "Sustainability-Linked Financing Framework 2025", Enel dispone di cinque KPI e relativi target, che possono essere utilizzati a seconda della specifica esigenza di finanziamento. Questi 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)

	Valore consuntivato	Sustainability Performance Targets (SPT)					
KPI	**2025**	**2025**	**2026**	**2027**	**2030**	**2040**	**Verifica[3]**
KPI #1[1] Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	**97**[2]	130	125	115	72	-	Sezione 5 Cambiamenti climatici – Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
KPI #2 Intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	**108**	135	135	125	73	-	Sezione 5 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]	**12,7**	18,8	18	16,5	10,3	-	Sezione 5 Cambiamenti climatici – Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
KPI #4 Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	**69,90**[5]	73,00	74,00	75,00	80,00	100,00	Sezione 5 Cambiamenti climatici – La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici
KPI #5 Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	**85,2**[2]	>80 (2023-2025)[6]	>80 (2024-2026)[7]	>80 (2025-2027)[8]			Sezione 8 Rendicontazione di Sostenibilità – Tassonomia europea

(1) Precedente denominazione del KPI #1: "Direct Greenhouse Gas Emissions Amount (Scope 1)".

(2) Il valore consuntivato è stato confermato nell'Assurance Report di KPMG disponibile nella sezione "Finanza Sostenibile" presente sul sito web di Enel.

(3) La verifica della performance dei KPI di Enel è inclusa nell'Assurance Report di KPMG disponibile a pagina 620.

(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) Al 31 dicembre 2025, il KPI #4 si è attestato al 69,90% della capacità di generazione totale (al netto dei sistemi BESS e della capacità gestita), risultando inferiore al target del 73%. Tale scostamento è interamente ascrivibile al mantenimento in perimetro di alcuni impianti termici a carbone in Italia, a causa della mancata ricezione dei formali riscontri da parte delle autorità competenti in merito alle richieste di phase-out formulate sin dal 2024 (si rimanda al capitolo sugli aspetti normativi e tariffari della generazione in Italia).
Sotto il profilo economico-patrimoniale, il mancato raggiungimento dell'indicatore non ha comportato alcun impatto sugli oneri finanziari consolidati. Per l'esercizio 2025, infatti, il Gruppo non ha in essere strumenti di finanza sostenibile (per es., sustainability-linked bond) il cui costo sia subordinato al raggiungimento di questo specifico target. Di conseguenza, non si è innescato alcun meccanismo di penalizzazione economica o di step-up sui tassi di interesse applicati alle passività finanziarie.

(6) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.

(7) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.

(8) SPT con periodo di osservazione cumulato 2025-2027.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

Elenco dei titoli obbligazionari Sustainability-Linked emessi da Enel

Enel ha emesso complessivamente circa 34 miliardi di euro equivalenti di Sustainability-Linked Bond, 27 miliardi dei quali ancora in circolazione[105].

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	
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
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
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	V
							KPI #5	>80%	2023-2025	V
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	
XS3008888953	EFI	24/02/2025	24/02/2028	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	130 gCO_{2eq}/kWh	2025	V
							KPI #5	>80%	2023-2025	V
XS3008889092	EFI	24/02/2025	24/02/2031	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	115 gCO_{2eq}/kWh	2027	
							KPI #5	>80%	2025-2027	
XS3008889175	EFI	24/02/2025	24/02/2036	EUR	500.000.000	500.000.000	KPI #1	72 gCO_{2eq}/kWh	2030	
							KPI #4	80%	2030	
Totale						**27.055.532.636(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 2025.

105. Calcolato con i seguenti tassi di cambio: EUR/USD FX ed EUR/GBP FX al 31 dicembre 2025.

Teleborsa: distribution and commercial use strictly prohibited

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

Telebarsa: distribution and commercial use strictly prohibited

emarket
sdir storage
CERTIFIED