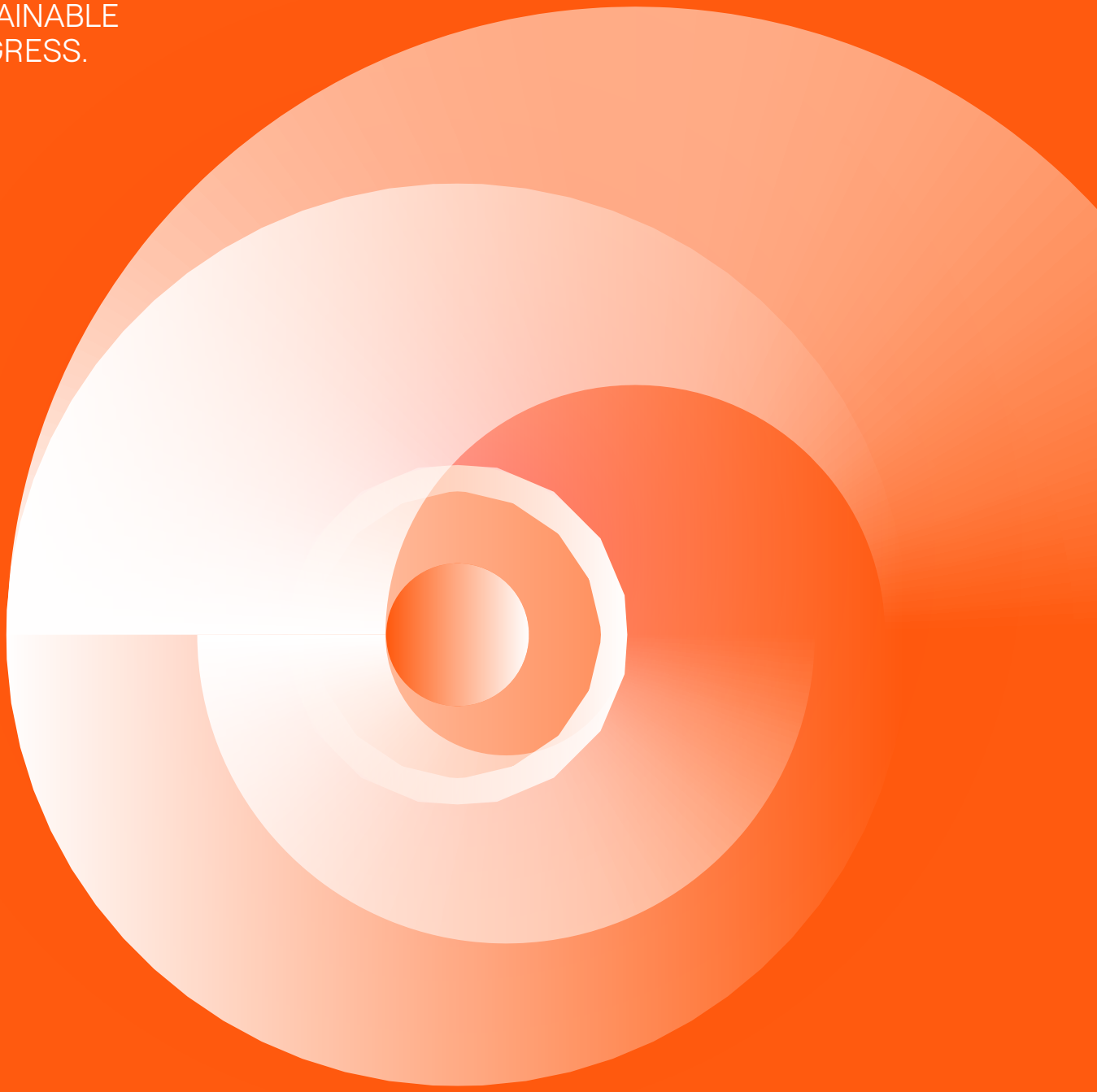
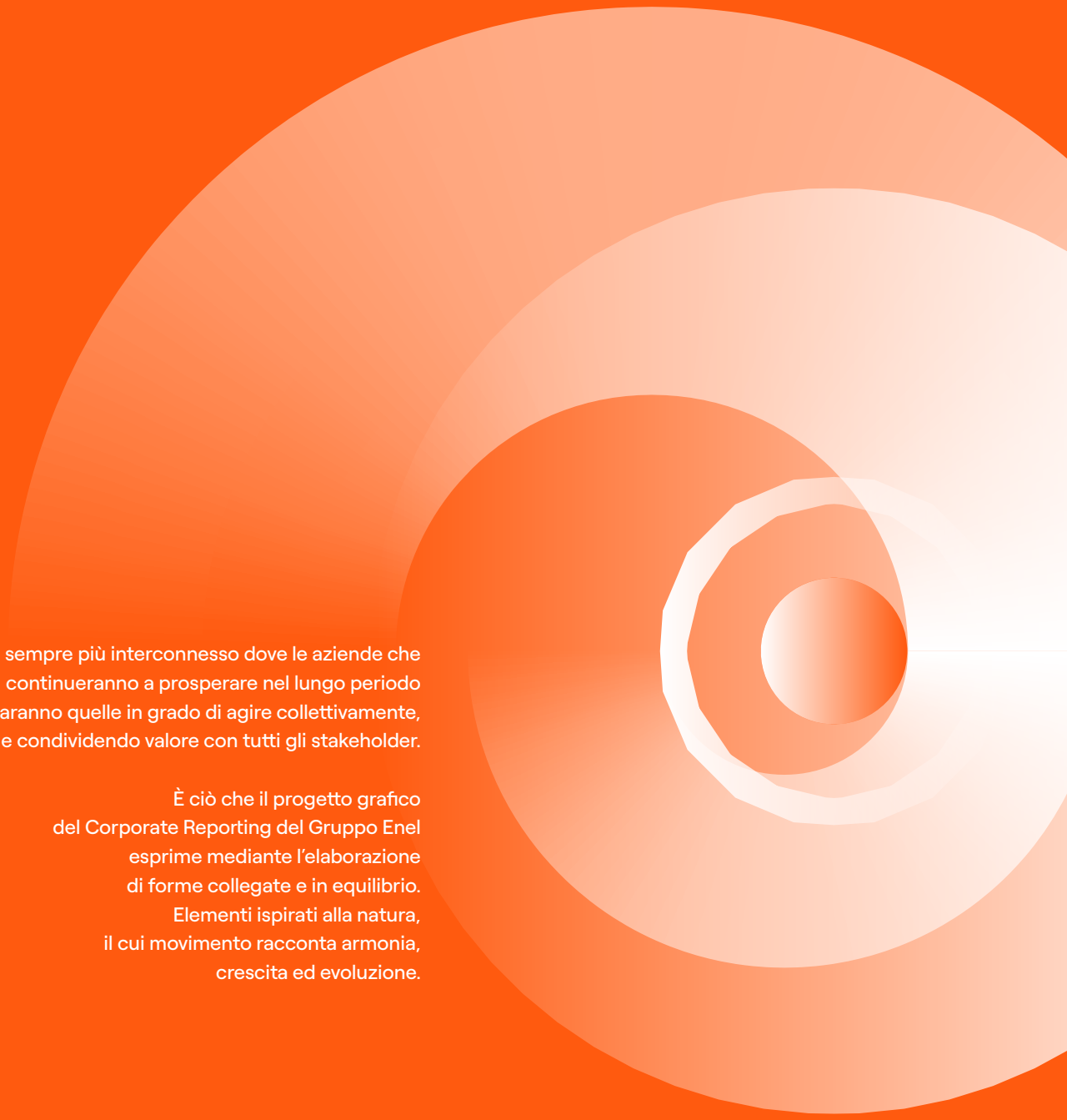
OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.



Relazione finanziaria annuale consolidata 2022

enel

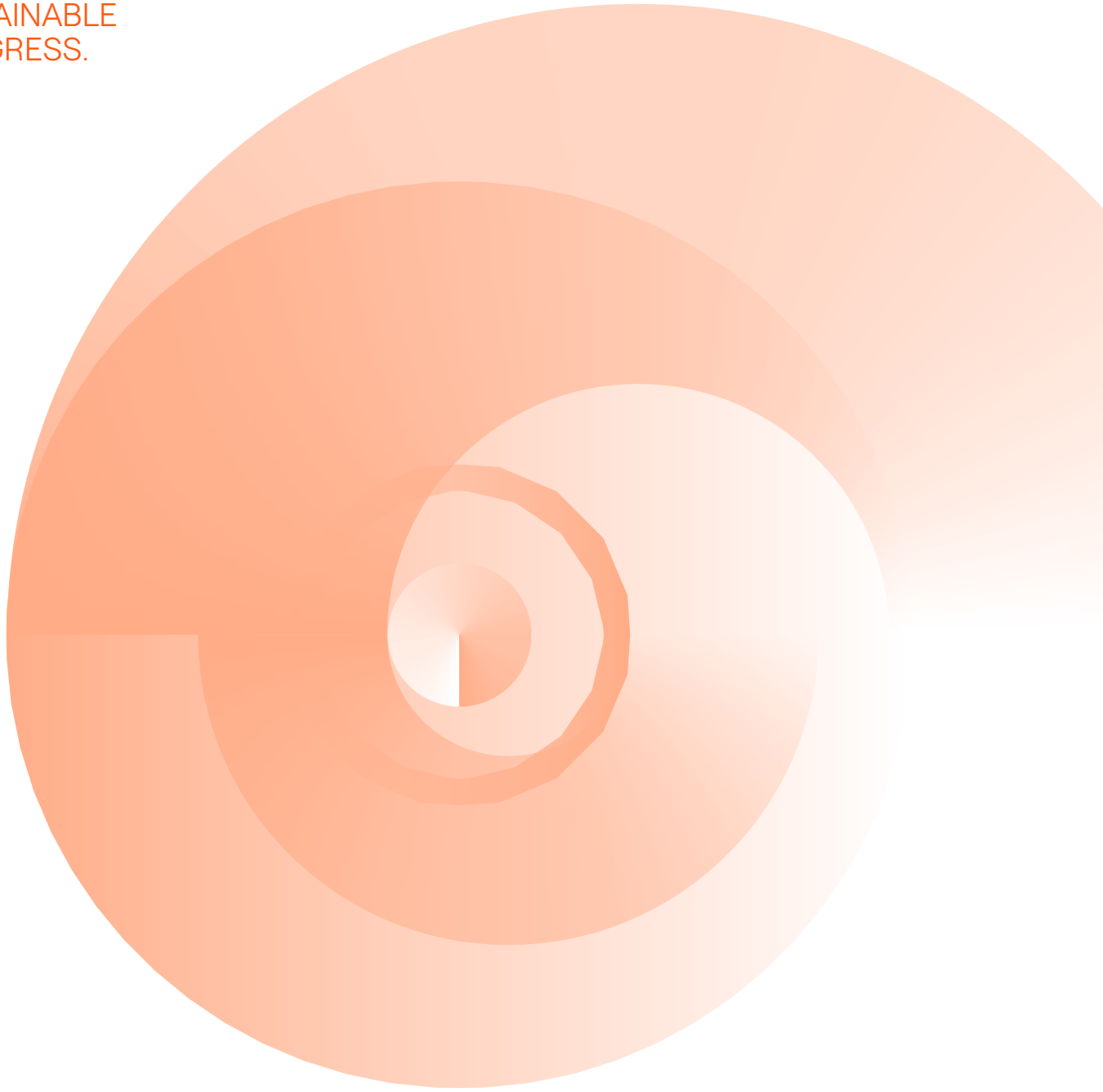


Viviamo in un mondo sempre più interconnesso dove le aziende che continueranno a prosperare nel lungo periodo saranno quelle in grado di agire collettivamente, creando e condividendo valore con tutti gli stakeholder.

È ciò che il progetto grafico del Corporate Reporting del Gruppo Enel esprime mediante l'elaborazione di forme collegate e in equilibrio. Elementi ispirati alla natura, il cui movimento racconta armonia, crescita ed evoluzione.

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.



Relazione finanziaria annuale consolidata 2022

Enel is Open Power



PURPOSE

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

VISIONE

Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.

POSIZIONAMENTO

Open Power





COMPORTAMENTI

- Prende decisioni nell'attività quotidiana e se ne assume le responsabilità.
- Condivide le informazioni mostrandosi collaborativo e aperto al contributo degli altri.
- Mantiene gli impegni presi, portando avanti le attività con determinazione e passione.
- Modifica velocemente le sue priorità se cambia il contesto.
- Porta i risultati puntando all'eccellenza.
- Adotta e promuove comportamenti sicuri e agisce proattivamente per migliorare le condizioni di salute, sicurezza e benessere.
- Si impegna per l'integrazione di tutti, riconoscendo e valorizzando le differenze individuali (cultura, genere, età, disabilità, personalità ecc.).
- Nel suo lavoro è attento ad assicurare la soddisfazione dei clienti e/o dei colleghi, agendo con efficacia e velocità.
- Propone nuove soluzioni e non si arrende di fronte a ostacoli o insuccessi.
- Riconosce il merito dei colleghi e dà feedback che ne migliorano il contributo.



MISSIONE

- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

VALORI

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Cari azionisti, cari stakeholder,

nel corso del 2022 il Gruppo Enel ha perseguito con determinazione la sua strategia di crescita lungo la direttrice di una elettrificazione sempre più decarbonizzata per garantire ai clienti finali prezzi competitivi, sostenibilità e sicurezza energetica.
Enel si conferma il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo avendo raggiunto, con gli impianti costruiti quest'anno, circa 59 GW di capacità gestita; nonché la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con circa 73 milioni di utenti finali allacciati alle reti sempre più digitali, con circa il 63% di utenti dotati di contatore intelligente (smart meter). Inoltre, il Gruppo gestisce la più estesa base clienti tra le società private, con circa 67 milioni di clienti.

Il modello di business, interamente basato sulle piattaforme digitali, consente al Gruppo di cogliere in maniera ottimale le opportunità derivanti dalla transizione energetica in atto a livello globale.
La performance economico-finanziaria del 2022 ha dimostrato la resilienza del Gruppo anche a contesti fortemente volatili e avversi come quello che ha caratterizzato l'anno appena concluso.
La leadership del Gruppo in termini di sostenibilità è stata ancora una volta riconosciuta a livello mondiale anche dalla costante presenza in diverse importanti classifiche e indici di sostenibilità.

73 milioni
Utenti finali

59 GW
Capacità rinnovabile gestita



Michele Crisostomo

Presidente





Francesco Starace

Amministratore Delegato
e Direttore Generale



Il contesto macroeconomico

Dopo una netta ripresa post-crisi pandemica, il contesto macroeconomico mondiale nel 2022 ha testimoniato un generalizzato rallentamento dell'economia reale con una crescita del PIL mondiale di circa il 3% su base annuale.
Le economie mondiali sono state impattate da repentine e crescenti pressioni inflattive che hanno forzato molte banche centrali a inasprire in poco tempo le proprie politiche monetarie con conseguenti effetti sui mercati finanziari. Il conflitto militare tra Russia e Ucraina, e la derivante incertezza su scala globale, ha inoltre aggravato il mercato energetico, delle materie prime e dei beni alimentari, con ripercussioni dirette sui prezzi dei beni finali di consumo.
Negli Stati Uniti, l'economia reale è stata fortemente condizionata dalle crescenti pressioni inflattive che hanno portato la Federal Reserve a implementare rapidi rialzi del proprio tasso di interesse di riferimento. In Eurozona, il primo semestre ha testimoniato una ripresa economica al di sopra delle aspettative, mentre nella seconda parte dell'anno 2022, con l'insorgere dell'elevata incertezza derivante dal conflitto militare tra Russia e Ucraina e l'aumento repentino dei prezzi energetici, le economie europee hanno registrato un significativo rallentamento. Anche la Banca Centrale Europea ha deciso di adeguare rapidamente la propria politica monetaria attraverso un rialzo persistente dei propri tassi di riferimento.

In America Latina, il contesto macroeconomico è stato contraddistinto da due differenti fasi. Il primo semestre ha registrato una significativa ripresa post-pandemica, mentre nel secondo le economie dell'America Latina hanno assistito a un rapido ed elevato aumento dei prezzi internazionali delle materie prime scaturito principalmente dal conflitto militare tra Russia e Ucraina. Le banche centrali nazionali hanno risposto attraverso l'inasprimento delle proprie politiche monetarie che hanno, di conseguenza, raffreddato la ripresa economica.
Sul fronte energetico, nel 2022 il mercato del gas europeo ha registrato un'elevata volatilità. Il forte rialzo dei prezzi, che ha visto l'indice TTF (Title Transfer Facility) superare i 300 €/MWh durante il mese di agosto, è stato determinato dall'incertezza di approvvigionamento dei flussi provenienti dalla Russia, in continua diminuzione durante l'anno appena trascorso. Il raggiungimento di alte percentuali di stoccaggi conseguiti prima della stagione invernale, congiuntamente a temperature al di sopra delle medie stagionali nei mesi di novembre e dicembre, ha successivamente determinato una forte riduzione dei prezzi del gas europeo negli ultimi mesi del 2022.
Il rialzo del prezzo del gas e diversi rallentamenti lungo la catena di approvvigionamento hanno determinato a loro volta l'incremento dei prezzi del carbone, che nel 2022 hanno raggiunto una media di 290 $/t. In aumento

anche le quotazioni della CO_2 all'interno dell'ETS (Emission Trading System), cresciute di oltre il 50% rispetto all'anno precedente, nonostante il rallentamento dell'attività economica nel quarto trimestre.
Le dinamiche rialziste sui mercati delle commodity hanno determinato un forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica in tutta Europa che, nel caso di Italia e Spagna, ha superato rispettivamente il 140% e il 50% rispetto al 2021.

Come accaduto nel 2021, anche il 2022 per il comparto dei metalli industriali è stato un anno caratterizzato da una forte volatilità, sebbene con dinamiche differenti. La prima metà dell'anno è stata caratterizzata da picchi improvvisi e da forti rialzi dei prezzi, principalmente per alluminio e nichel. Nella seconda metà dell'anno, invece, a dominare è stato il timore per le prospettive di crescita nel breve periodo, con uno storno parziale dei prezzi di riferimento rispetto al picco registrato nel primo semestre.

I risultati economici

Nel 2022 il Gruppo Enel ha proseguito il proprio percorso di crescita nonostante le turbolenze dovute alla volatilità nei prezzi delle commodity e delle materie prime.
In particolare, l'esercizio 2022 si è chiuso con un EBITDA ordinario pari a 19,7 miliardi di euro, con un incremento del 3% rispetto al 2021. L'utile netto ordinario si è attestato sui 5,4 miliardi di euro, in riduzione di circa il 4% rispetto all'anno precedente. Il dividendo per il 2022 ammonta a 40 centesimi di euro per azione, in aumento del 5% rispetto al 2021. In termini di generazione di cassa, nel 2022 l'FFO è stato di circa 9,1 miliardi di euro. Il debito netto è pari a 60,1 miliardi di euro, in diminuzione di 9,6 miliardi di euro rispetto al 30 settembre 2022.

Principali avvenimenti

Come nei precedenti anni, anche nel 2022 Enel ha raggiunto un nuovo record in termini di capacità di generazione da fonti rinnovabili, realizzando a livello globale 5.223 MW di nuova capacità rinnovabile, inclusiva di 387 MW di stoccaggio con batterie
Con gli impianti costruiti nel 2022, la capacità installata rinnovabile e batterie ha raggiunto circa 59 GW producendo nell'anno circa 124 TWh totali da fonti rinnovabili, di cui: circa 66 TWh da eolico e solare, circa 52 TWh da idroelettrico e circa 6 TWh da geotermico.
Nello stesso anno, anche la pipeline di progetti in sviluppo ha stabilito un record con 462 GW, inclusivi di impianti rinnovabili, batterie e capacità già in esecuzione, in aumento di circa il 24% rispetto al risultato dell'anno precedente. Parallelamente, continua il processo di dismissione e riconversione delle centrali a carbone.
Come risultato, le emissioni specifiche di gas serra del Gruppo legate alla produzione di elettricità nel 2022 sono state pari a 229 gCO_{2eq}/kWh, in linea con gli obiettivi certificati dalla Science Based Target initiative (SBTi) secondo il percorso per limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5 °C.
Nel 2022 è stata inoltre completata la realizzazione di piattaforme digitali che, tramite advanced analytics e algoritmi di intelligenza artificiale, analizzano più di 50 milioni di dati su base giornaliera per ottimizzare la gestione dei nostri impianti eolici e solari durante l'intero ciclo di vita, dalla progettazione e costruzione fino all'esercizio e manutenzione.
Il 2022 è stato un anno cruciale anche per l'apertura del cantiere di 3SUN Gigafactory in Sicilia. Il progetto aumenterà entro il 2024 la produzione di pannelli fotovoltaici dell'attuale fabbrica da 200 MW l'anno a 3 GW, alzando gli standard di efficienza e migliorando al contempo l'affidabilità e la sostenibilità dei pannelli prodotti. Un percorso cominciato più di 15 anni fa che permetterà di contribuire in modo sostanziale al rilancio dell'industria fotovoltaica in Italia e in Europa, assicurando al Paese un posizionamento su una filiera strategica per la transizione energetica.
Continua inoltre il forte impegno di Enel nelle reti elettriche, abilitatrici e protagoniste della transizione energetica. Grazie agli investimenti finalizzati al loro ammodernamento e alla loro ulteriore digitalizzazione, il 63% degli utenti finali del Gruppo è dotato di contatore intelligente, e un totale di circa 65 GW di energia distribuita rinnovabile, di cui più di metà in Italia, è connesso alle nostre reti.
Prosegue la trasformazione digitale attraverso l'adozione di un modello operativo a piattaforma basato su soluzioni tecnologiche avanzate che impattano tutti i processi operativi – dalla progettazione e realizzazione di nuove infrastrutture di rete, all'ottimizzazione delle attività di esercizio e manutenzione fino alla gestione del rapporto con i clienti. Il volume di elettricità distribuita in tutto il mondo è stato di 508 TWh, migliorando costantemente la qualità del servizio reso ai nostri clienti.
Il 2022 è stato un anno cruciale anche per lo sviluppo e la crescita della NewCo Gridspertise, lanciata nel 2021 con l'obiettivo di rendere le soluzioni innovative di Enel in ambito contatore intelligente disponibili alle società di distribuzione terze per accelerare la transizione energetica. Si conferma anche quest'anno il forte impegno del Gruppo

verso lo sviluppo dell'infrastruttura di distribuzione elettrica a servizio del sistema Italia. A tal proposito, si sottolineano la positiva partecipazione ai due bandi del PNRR relativi a Smart Grids e Resilienza delle Reti, con l'assegnazione di circa 3,5 miliardi di euro a e-distribuzione, e il successo del progetto Energie per Crescere, con la formazione a regime di 2.500 persone all'anno.
A seguito della nascita di Enel X Global Retail è stato definito un nuovo modello organizzativo tra i vari Paesi per meglio sviluppare e gestire soluzioni sempre più integrate, innovative e sostenibili che utilizzano la commodity come leva competitiva. Enel X Global Retail si concentra sull'elettrificazione dei consumi, studiando i benefíci concreti per i clienti, con la finalità di definire una strategia di accelerazione a livello globale, facendo leva su circa 67 milioni di clienti finali.
Attraverso la nuova Linea di Business Global e-Mobility acceleriamo l'elettrificazione dei trasporti grazie alla focalizzazione strategica e al rafforzamento dell'offerta e del modello operativo. Questo ha consentito un incremento significativo dei risultati commerciali in termini di punti di ricarica venduti (circa 92.000 nel 2022, +82% rispetto al 2021) e di servizi di ricarica erogati (43 GWh nel 2022, +134% rispetto al 2021).
Al fine di garantire un approccio "orientato al cliente" su tutti i processi, è stato consolidato nel corso del 2022 un sistema di rilevazione ricorrente della soddisfazione del cliente tramite la misurazione continuativa su scala globale del Net Promoter Score[1] relazionale di Gruppo. Nel 2022 Global Customer Operations ha raccolto circa 1 milione di commenti che hanno permesso di definire e indirizzare azioni migliorative volte a rendere l'esperienza del cliente sempre più semplice, intuitiva ed efficace, e ha ottenuto una riduzione del 34% rispetto all'anno precedente dei reclami commerciali.
Dal punto di vista finanziario sono stati emessi da parte di Enel prestiti obbligazionari "legati a parametri di sostenibilità misurabili" in euro, dollari statunitensi e sterline inglesi per un importo totale equivalente a circa 12,1 miliardi di euro. Tali emissioni sono legate al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1) e contribuiscono altresì all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile SDG 13 ("Lotta contro il cambiamento climatico") delle Nazioni Unite. Per la prima volta in assoluto per un gruppo energetico multinazionale, è stato emesso un titolo obbligazionario collegato alla piena decarbonizzazione, in linea con l'obiettivo del Gruppo di raggiungere zero emissioni dirette di gas serra entro il 2040.
I programmi di emissione di titoli obbligazionari hanno consentito il raggiungimento di un rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo pari a circa il 63%.
Inoltre, in data 22 dicembre 2022 Enel ha sottoscritto una linea di credito revolving da 12 miliardi di euro dedicata alle esigenze di copertura dei collaterali per le attività di trading sui mercati dell'energia. Tale operazione di finanziamento, la cui efficacia è condizionata alla firma di un decreto attuativo da parte dei ministeri competenti, rientra nel quadro delle misure messe a disposizione di tutte le società energetiche con sede in Italia che rispondono a specifiche caratteristiche, allo scopo di assicurare, nell'attuale contesto di elevata volatilità dei mercati dell'energia, un efficace funzionamento del mercato a condizioni di parità con gli altri operatori europei del settore.
Nell'ambito delle operazioni straordinarie, a gennaio 2022 la controllata Enel Produzione SpA ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl, titolare di impianti idroelettrici situati in Italia centrale con una capacità installata di 527 MW e una produzione media annua di circa 1,5 TWh.
A marzo 2022 Enel X International Srl ha rinnovato la partnership con il fondo di private equity Cinven in Ufinet Latam, avendo acquisito il 79,4% del capitale sociale di Ufinet Latam SLU da Sixth Cinven Fund e contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della medesima società a Seventh Cinven Fund, finendo con il detenere una partecipazione indiretta del 19,5% del capitale.
A ottobre 2022 Enel ha effettuato il closing relativo alla cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a favore di PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", completando così la dismissione di tutti i suoi asset di generazione elettrica in Russia.
A dicembre 2022: a) Enel ha perfezionato, tramite Enel Grids Srl, la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl a favore del fondo di private equity CVC Capital Partners Fund VIII, a seguito della quale Enel e CVC gestiscono la società in regime di controllo congiunto; b) la controllata Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA; e c) la controllata Enel Brasil SA ha concluso la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a favore di Equatorial Participações e Investimentos SA.

(1) Il Net Promoter Score (NPS) è calcolato come la percentuale di "promotori" meno la percentuale di "detrattori" (voto tra 0 e 6 su 10); i valori sono quindi nell'intervallo da -100 a +100. NPS = % Numero di Promotori - % Numero di Detrattori).

Strategia e previsioni per il 2023-2025

L'effetto combinato di due anni di pandemia da COVID-19, dei conflitti geopolitici e degli eventi meteorologici estremi legati al cambiamento climatico ha aumentato la necessità di un'accelerazione nella transizione energetica e nella digitalizzazione, insieme alla riorganizzazione e al riequilibrio delle catene di approvvigionamento globali. L'attuale contesto evidenzia la necessità di conseguire alcuni obiettivi in termini di accessibilità, sicurezza e sostenibilità.
Per raggiungere tali obiettivi, nell'arco di Piano, il Gruppo prevede di puntare su un modello di business integrato che abbia come obiettivo l'elettrificazione sostenibile dei consumi, sempre più necessaria nei sistemi energetici globali, soddisfacendo circa il 90% delle vendite a prezzo fisso nei Paesi "core" con elettricità a zero emissioni nel 2025, portando la generazione da fonti rinnovabili a circa il 75% del totale, nonché raggiungendo una percentuale di digitalizzazione dei clienti di rete di circa l'80%.
Conseguenza della strategia incentrata sul margine integrato risulta la particolare attenzione a quei Paesi in cui la presenza del Gruppo copre l'intera catena del valore in modo da cogliere appieno le opportunità legate alla transizione energetica. In tale contesto si conclude il percorso iniziato anni fa verso la dismissione delle attività non allineate alla strategia del Gruppo, con un piano di dismissioni di circa 21 miliardi di euro nel periodo 2022-2024 in termini di contributo positivo alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo. Si prevede che la maggior parte di questo piano sia completata entro la fine del 2023, concludendo il percorso previsto verso una struttura societaria, focalizzata nei sei Paesi "core" (Italia, Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia).
Il Gruppo prevede di assicurare la crescita e la solidità finanziaria coniugando un tasso di crescita annuale composto (CAGR) dell'utile netto ordinario del 9-10% con un rapporto FFO/Net Debt del 28% previsto a partire dal 2023, oltre a mantenere un DPS fisso pari a 0,43 euro nel periodo 2023-2025, in aumento rispetto ai 0,40 euro nel 2022. In aggiunta il DPS del 2024 e del 2025 è da considerarsi come un minimo sostenibile e non un massimo.
Il Gruppo conferma l'utilizzo di due modelli di business differenti: il modello di Ownership, in cui il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti, e il modello di Stewardship, in cui il Gruppo investe capitale in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore delle competenze sviluppate nei diversi business. Tali modelli saranno applicati, a seconda della geografia di interesse e del contesto operativo, per il raggiungimento degli obiettivi definiti.
Gli investimenti del Gruppo nel 2023-2025 saranno pari a circa 37 miliardi di euro. Oltre l'80% di tali investimenti sarà allineato ai criteri della tassonomia europea, in quanto relativo ad attività che contribuiscono alla mitigazione del cambiamento climatico grazie alla forte spinta di investimenti su rinnovabili, alla connessione della generazione distribuita alla rete e ai servizi avanzati verso clienti industriali e privati.
Si prevede che circa il 60% degli investimenti del Gruppo, di cui circa il 50% in generazione e circa il 10% in clienti e servizi energetici avanzati, sostenga la strategia commerciale integrata del Gruppo e che le reti rappresentino circa il 40% degli investimenti nell'arco del Piano Strategico. A livello Paese, si prevede che circa l'85% di questi investimenti sia allocato in Italia, Spagna e Stati Uniti, dove il Gruppo può trarre vantaggio anche dalle politiche di sostegno all'elettrificazione sostenibile, introdotte dalla UE e dagli USA.
Entro il 2025, il Gruppo prevede di aggiungere circa 21 GW di capacità rinnovabile installata, inclusi 4 GW di batterie. La strategia di decarbonizzazione, unita alla spinta verso l'elettrificazione, consente al Gruppo di confermare ancora una volta il suo impegno nel contrastare il cambiamento climatico. Nel 2022 il Gruppo ha, infatti, definito un piano di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena del valore, composta da quattro obiettivi che sono stati certificati dalla Science Based Target initiative (SBTi) nel mese di dicembre, in linea con la limitazione del riscaldamento globale al di sotto di 1,5 °C. I nuovi obiettivi certificati di Enel fanno seguito all'ambizione stabilita dall'Azienda nel 2021, quando ha anticipato di 10 anni, dal 2050 al 2040, il proprio impegno ad azzerare le emissioni.
Il Piano si basa sull'implementazione di alcuni fondamentali step strategici: (i) la previsione di abbandonare la generazione a carbone entro il 2027 e quella a gas entro il 2040, sostituendo il portafoglio termoelettrico con nuova capacità rinnovabile oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo; (ii) entro il 2040 l'elettricità venduta dal Gruppo sarà prodotta al 100% da rinnovabili ed entro lo stesso anno il Gruppo uscirà dall'attività di vendita di gas ai clienti finali.

Circa il 40% degli investimenti nell'arco del Piano Strategico saranno dedicati alle reti di cinque dei sei Paesi "core", nello specifico Italia, Spagna, Brasile, Cile e Colombia, dove il Gruppo ha una posizione integrata e dove la sua esperienza nell'evoluzione digitale può essere utilizzata al meglio, principalmente nelle grandi aree metropolitane. I criteri degli investimenti sono: il continuo miglioramento di qualità e resilienza delle reti per gestire al meglio l'incremento di carico, il proseguimento del processo di digitalizzazione in corso e l'aumento della domanda di nuove connessioni seguente all'evidente sviluppo dell'energia distribuita e all'espansione delle reti urbane.

L'indebitamento netto di Gruppo si assesterà a circa 51-52 miliardi di euro entro la fine del 2023, con un rapporto tra debito netto ed EBITDA a circa 2,4-2,5 volte, per poi rimanere stabile nel restante periodo di Piano.
L'EBITDA ordinario di Gruppo crescerà sino a un valore compreso tra 22,2 e 22,8 miliardi di euro nel 2025, dai 19,7 del 2022, con un CAGR del 4-5%, e l'utile netto ordinario di Gruppo crescerà a 7,0-7,2 miliardi di euro nel 2025, dai 5,4 miliardi di euro nel 2022, con un CAGR del 9-10%.

Indice

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 6

Basis of Presentation 14

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

ICE Conto economico

ISP Stato patrimoniale

IRF Rendiconto finanziario

IPN Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

IOCI Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1. Gruppo Enel 20

Highlights 22

World Economic Forum (WEF) 26

Tassonomia dell'Unione Europea 28

Il processo di creazione del valore e il modello di business 31

Localizzazione geografica di Enel 36

2. Governance 38

Gli azionisti di Enel 40

Organi sociali 42

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 44

Modello organizzativo di Enel 51

Il sistema di incentivazione 53

Valori e pilastri dell'etica aziendale 54

3. Strategia del Gruppo e gestione del rischio

58

Introduzione alla strategia del Gruppo 60

Scenario di riferimento 61

La strategia del Gruppo e il Piano Industriale 93

Risk management 114

4. Le performance del Gruppo

150

Definizione degli indicatori di performance 152

Risultati del Gruppo 154

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder 188

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo 189

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica) 196

Il titolo Enel 229

Innovazione 232

Centralità delle persone 237

Fatti di rilievo del 2022 248

Aspetti normativi e tariffari 254

5. Prospettive future

284

Prevedibile evoluzione della gestione 286

Altre informazioni 287

6. Bilancio consolidato

BILANCIO CONSOLIDATO

290

Prospetti contabili consolidati 292

Note di commento 299

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto 476

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale 477

Relazione della Società di revisione 493

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022 500

Basis of Presentation

L'approccio di Enel al Corporate Reporting

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel, costituita dalla Relazione sulla gestione ispirata all'integrated thinking e dal Bilancio consolidato redatto secondo i princípi contabili internazionali IFRS/IAS, rappresenta il documento "Core" del sistema integrato di Corporate Reporting del Gruppo Enel, basato sulla trasparenza e responsabilità delle informazioni.

L'obiettivo della Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel è quello di raccontare il proprio pensiero strategico-sostenibile; nonché di presentare i risultati e le prospettive di medio e lungo termine del modello di business sostenibile e integrato che negli ultimi anni ha favorito la creazione di valore nel contesto del processo di transizione energetica.

Il Gruppo Enel si è ispirato all'approccio di reporting "Core & More", disegnando il proprio sistema di Corporate Reporting al servizio di tutti gli stakeholder in modo connesso, logico e strutturato e sviluppando un proprio concept di presentazione delle informazioni economiche, sociali, ambientali e di governance, in linea con le specifiche normative, raccomandazioni di riferimento e best practice internazionali.

Il presente Core Report è volto a fornire una visione olistica del Gruppo, del proprio modello di business sostenibile e integrato e del relativo processo di creazione del valore nel medio e nel lungo termine, includendo le informazioni finanziarie e non-finanziarie qualitative e quantitative ritenute più rilevanti in base a un materiality assessment, che tiene in considerazione anche le aspettative di tutti gli stakeholder.

I More Report includono, invece, anche sulla base di specifiche normative di riferimento, informazioni più dettagliate e supplementari rispetto al Core Report, le cui informazioni sono a esso connesse anche mediante "cross reference".



Corporate Reporting Framework

L'approccio CORE & MORE per il Gruppo Enel



Bilancio di Sostenibilità
Include la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario redatta ai sensi del decreto legislativo n. 254/2016 e presenta il modello di business sostenibile di Enel in grado di creare valore per tutti gli stakeholder e di contribuire al raggiungimento dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite

Relazione e Bilancio di esercizio di Enel SpA
Predisposti in conformità al comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005

Relazione finanziaria annuale consolidata 2022

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari
Descrive il Sistema di Corporate Governance di Enel ai sensi degli artt. 123 *bis* del Testo Unico della Finanza e 144 *decies* del Regolamento Emittenti CONSOB

Relazione sulla politica in materia di remunerazione
Descrive il Sistema di remunerazione di Enel, come previsto all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata e l'analisi di materialità

La Relazione finanziaria annuale consolidata integrata, in quanto espressione dell'integrated thinking, 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 tra le informazioni in esso presentate.
Il Gruppo mantiene costanti relazioni con tutti gli stakeholder, al fine di comprendere e soddisfare le loro esigenze anche in termini di reporting, tenendo conto dell'importanza degli impatti del modello di business del Gruppo rispetto a tutti gli interessi coinvolti, in un'ottica di creazione di valore condiviso.
Le informazioni finanziarie e non finanziarie da presentare all'interno dei diversi documenti del sistema di Corporate Reporting sono selezionate in base alla relativa materialità determinata sulla base di specifici framework, metodologie e assessment.
Si riportano di seguito i princípi fondamentali di redazione della Relazione sulla gestione, rinviando alla specifica sezione "Forma e contenuto del Bilancio" per la base di presentazione del Bilancio consolidato.
La Relazione sulla gestione del Gruppo Enel integra elementi finanziari e di sostenibilità secondo un'analisi di materialità che tiene conto del fabbisogno informativo degli stakeholder, ivi inclusi il contributo di Enel al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) diffusi a livello internazionale dalle Nazioni Unite, inclusi nel Piano Strategico di Gruppo (ossia, "Energia pulita e accessibile" (SDG 7); "Imprese, innovazione e infrastrutture" (SDG 9), "Città e comunità sostenibili" (SDG 11), "Lotta contro il cambiamento climatico" (SDG 13)), e delle attività poste in essere per contribuire al relativo raggiungimento, per soddisfare le aspettative dei principali stakeholder della Relazione finanziaria annuale consolidata integrata.
Il Gruppo Enel conduce, inoltre, l'analisi della doppia materialità per i cui dettagli si rinvia alla nota metodologica (c.d. "double materiality") del Bilancio di Sostenibilità.
Oltre al 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.
Le informazioni contenute nella Relazione sulla gestione sono inoltre coerenti con l'esercizio precedente.
Il Gruppo, a tal fine, applica le stesse metodologie di anno in anno, se non diversamente specificato, in conformità alle best practice internazionali in materia di integrated reporting e non-financial reporting.
Si evidenzia che ai fini della predisposizione delle informazioni di sostenibilità soprattutto quantitative, il Gruppo applica principalmente quanto previsto dallo Standard GRI (Global Reporting Initiative), in linea con il Bilancio di Sostenibilità, e dagli "Aspect" del supplemento GRI dedicato al settore Electric Utilities di riferimento ("Electric Utilities Sector Disclosures"). Inoltre, sono presi in considerazione gli indicatori proposti dal "Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del World Economic Forum (WEF), il cui dettaglio è evidenziato nel successivo capitolo denominato "WEF" e ripresi nella sezione "Le performance del Gruppo" del presente documento.

La Relazione sulla gestione del Gruppo è organizzata secondo le seguenti sezioni:



Tenendo conto dei risultati della matrice delle priorità e dei rilevanti impatti del clima nel processo di creazione del valore da parte del Gruppo ciascuna sezione (contraddistinte dai quattro pillar della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD): Governance, Strategia del Gruppo e gestione del rischio, Le performance del Gruppo e Prospettive future) include le informazioni relative al cambiamento climatico secondo quanto proposto dalla TCFD, che ha pubblicato nel giugno 2017 specifiche raccomandazioni, adottate dal Gruppo nel reporting volontario degli impatti finanziari legati ai rischi climatici.
Il Gruppo ha tenuto conto anche delle raccomandazioni emesse dallo IASB nel mese di novembre 2019 "IFRS Standards and climate-related disclosures" e di novembre 2020 "Effects of climate-related matters on financial statements", le quali evidenziano che tale rischio deve essere considerato nelle assunzioni del management nell'esercizio del proprio judgement relativamente alle valutazioni delle poste di bilancio.

Allo scopo di garantire la connettività delle informazioni e di comunicare il modo in cui i progressi conseguiti nella sostenibilità contribuiscano al miglioramento dei 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, per ciascuna delle sopra richiamate quattro sezioni.
Si specifica inoltre che la Relazione finanziaria annuale consolidata integrata di Enel è stata pubblicata nella sezione "Investitori" del sito internet di Enel (www.enel.com).

Matrice di connettività

Al fine di fornire una rappresentazione integrata del Gruppo e rappresentare la connettività delle informazioni, il Gruppo Enel predispone una matrice che evidenzia le relazioni tra:

- gli obiettivi strategici e il contributo di Enel al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) e in particolare dei quattro obiettivi cardine del Piano Strategico (ossia, SDG 7, SDG 9, SDG 11 e SDG 13);
- la governance, la strategia del Gruppo e la gestione del rischio, le performance del Gruppo e le prospettive future per ciascuna Linea di Business.

I business di Enel	Creazione del valore e modello di business	Governance	La strategia del Gruppo	SDG
ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION & GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT	**Enel Green Power and Thermal Generation & Global Energy and Commodity Management** (p. 34)	• Gli azionisti di Enel (p. 40) • Organi sociali (p. 42) • Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel (p. 44) • Modello organizzativo di Enel (p. 51) • Il sistema di incentivazione (p. 53) • Valori e pilastri dell'etica aziendale (p. 54)	**Il processo di definizione strategica** (p. 93) I. Il Dialogo Strategico 2022 II. Il Piano Strategico III. Il posizionamento di lungo termine IV. Le analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito sostenibilità **Il Piano Strategico** (p. 94) • **Il "trilemma dell'energia"** (p. 95): accessibilità, sicurezza e sostenibilità • **Le priorità strategiche 2023-2025** (p. 96): I. focalizzarsi su una filiera industriale integrata verso un'elettrificazione sostenibile; II. conseguire un riposizionamento strategico dei business e delle aree geografiche; III. assicurare la crescita e la solidità finanziaria. • **Le azioni strategiche 2023-2025** (p. 97): I. bilanciamento della domanda dei clienti e dell'offerta per ottimizzare il profilo di rischio/rendimento; II. decarbonizzazione per assicurare competitività, sostenibilità e sicurezza; III. rafforzamento, sviluppo e digitalizzazione delle reti per abilitare la transizione; IV. razionalizzazione del portafoglio di business e delle aree geografiche. • **La strategia integrata nei Paesi "core"** (p. 100) • **Il piano investimenti** (p. 101)	7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO
MERCATI FINALI				7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE 9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE 11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO
ENEL X	**Enel X Global Retail** (p. 35)			
ENEL GRIDS	**Enel Grids** (p. 35)			9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE 11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Gestione del rischio	Le performance del Gruppo	Prospettive future
Strategici (p. 118) • Evoluzioni legislative e regolatorie • Tendenze macroeconomiche e geopolitiche • Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico • Panorama competitivo **Finanziari** (p. 140) • Tasso di interesse • Commodity • Tasso di cambio • Credito e Controparte • Liquidità **Tecnologia digitale** (p. 143) • Cyber security • Digitalizzazione, Efficacia IT e Continuità del servizio **Operativi** (p. 145) • Salute e sicurezza • Ambiente • Procurement, logistica e supply chain • Persone e organizzazione **Compliance** (p. 148) • Protezione dati	Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 188) **ENEL GREEN POWER** (p. 206) Dati operativi • Produzione netta di energia elettrica • Potenza efficiente netta installata Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti **GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING** (p. 200) Dati operativi • Produzione netta di energia elettrica • Potenza efficiente netta installata Risultati economici • Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Innovazione (p. 232) Centralità delle persone (p. 237) Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 188) **MERCATI FINALI** (p. 218) Dati operativi • Vendite di energia elettrica • Vendite di gas naturale Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Innovazione (p. 232) Centralità delle persone (p. 237) Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 188) **ENEL X** (p. 222) Dati operativi • Demand response • Punti luce • Storage Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Innovazione (p. 232) Centralità delle persone (p. 237) Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder (p. 188) **ENEL GRIDS** (p. 212) Dati operativi • Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica • Frequenza media di interruzioni per cliente • Durata media di interruzioni per cliente • Perdite di rete Risultati economici • Ricavi • Margine operativo lordo ordinario • Risultato operativo ordinario • Investimenti Innovazione (p. 232) Centralità delle persone (p. 237)	**2023-2025** (p. 286) Il Gruppo prevede di investire complessivamente circa 37 miliardi di euro, di cui il 60% a sostegno della strategia commerciale integrata del Gruppo (generazione, clienti e servizi) e il 40% a favore delle reti per sostenere il loro ruolo di abilitatori della transizione energetica. Il Piano si focalizzerà su quattro azioni strategiche: **I.** bilanciamento della domanda dei clienti e dell'offerta per ottimizzare il profilo rischio/rendimento; **II.** decarbonizzazione per assicurare competitività, sostenibilità e sicurezza; **III.** rafforzamento, sviluppo e digitalizzazione delle reti per abilitare la transizione; **IV.** razionalizzazione del portafoglio di business e delle aree geografiche. **2023** (p. 286) • proseguimento della politica di investimenti nelle energie rinnovabili a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo; • ulteriori investimenti nelle reti di distribuzione, specialmente in Italia, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete; • la prosecuzione della politica di investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento attraverso le piattaforme globali di business.

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1.

Gruppo Enel

La catena del valore e il modello di business

Rappresentazione integrata di come il Gruppo trasforma le risorse disponibili in outcome e valore creato per gli stakeholder perseguendo prioritariamente gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).

Le metriche del WEF e la tassonomia europea

Un'informativa chiara, trasparente e comparabile attraverso le metriche del WEF e la tassonomia europea.

Modello di business

Enel conferma il proprio modello di business basato sui collaudati modelli di Ownership, che ricomprende i cosiddetti Paesi "Tier 1" in cui il Gruppo sviluppa un business integrato o ha una posizione importante (Italia, Spagna, Cile, Colombia, Brasile, Stati Uniti), e di Stewardship, nei Paesi in cui joint venture, PPA, acquisizioni di quote di minoranza offrano prospettive particolarmente remunerative.

Highlights



Dati economici

Ricavi

+63,9%

140.517 milioni di euro

85.719[(1)] nel 2021

MARGINE OPERATIVO LORDO

+15,6%

19.918 milioni di euro

17.233[(1)] nel 2021

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

+2,5%

19.683 milioni di euro

19.210 nel 2021

Risultati

Risultato netto del Gruppo

-47,3%

1.682 milioni di euro

3.189 nel 2021

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

-3,6%

5.391 milioni di euro

5.593 nel 2021

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[(2)]

+16,2%

60.068 milioni di euro

51.693 nel 2021

Investimenti

Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali[(3)]

+10,4%

14.347 milioni di euro

12.997 nel 2021

CASH FLOW DA ATTIVITÀ OPERATIVA

-12,5%

8.674 milioni di euro

9.915[(4)] nel 2021

Persone

Dipendenti del Gruppo

-1,7%

65.124 numero dipendenti

66.279 nel 2021

N. INFORTUNI "LIFE CHANGING" (LCA) - ENEL[(5)]

-

1 nel 2021

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) Ai fini di una migliore esposizione dell'indebitamento finanziario netto, per tenere conto delle attività di gestione di copertura del rischio di cambio, il Gruppo ha deciso di includere nella sua determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021.

(3) Il dato non include 156 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" (111 milioni di euro nel 2021).

(4) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(5) Si considerano gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona.

Highlights delle Linee di Business

OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

Global Power Generation

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA TOTALE

-2,9%

84,6 GW

87,1 nel 2021

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

+2,3%

227,8 TWh

222,6 nel 2021

7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

+7,0%

53,6 GW

50,1 nel 2021

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SU TOTALE

+5,8%

63,3 %

57,5% nel 2021

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA AGGIUNTIVA RINNOVABILE

-4,2%

4,96 GW

5,18 nel 2021

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE

+3,3%

112,4 TWh

108,8 nel 2021

13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA – SCOPE 1 – SPECIFICHE[1]

+1,3%

232 gCO_{2eq}/kWh

229 nel 2021[2]

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope 1) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore.
(2) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Enel Grids

UTENTI FINALI

-3,4%

72.655.170 n.

75.178.777 nel 2021

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

-9,4%

2.024.038 km

2.233.368 nel 2021

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENEL

-0,6%

507,7 TWh

510,6 nel 2021(2)

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI(3)

+1,5%

45.824.963 n.

45.169.318 nel 2021(2)

Retail

ENERGIA VENDUTA DA ENEL

+3,8%

321,1 TWh

309,4 nel 2021

CLIENTI RETAIL

-3,7%

66.784.895 n.

69.342.818 nel 2021

di cui mercato libero

+12,2%

27.864.392 n.

24.839.600 nel 2021

Enel X Way

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI(4)

+20,1%

22.617 n.

18.069 nel 2021(2)

Enel X

STORAGE

760 MW

375 nel 2021

DEMAND RESPONSE

+9,9%

8.476 MW

7.713 nel 2021

(2) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(3) Di cui smart meter di seconda generazione 25,2 milioni nel 2022 e 23,5 milioni nel 2021.
(4) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 23.122 nel 2022 e 18.344 nel 2021.

World Economic Forum (WEF)

L'International Business Council (IBC) del World Economic Forum ha sviluppato un report, denominato "Measuring Stakeholder Capitalism: Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", con l'obiettivo di definire metriche comuni condivise per misurare, rendicontare e comparare i livelli di sostenibilità – in altri termini l'efficacia delle proprie azioni nel perseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile indicati dall'ONU (SDG) – nel modello di business adottato per creare valore per gli stakeholder.
Le metriche si basano su standard esistenti e si propongono di aumentare la convergenza e la comparabilità tra i vari parametri utilizzati oggi nei report di sostenibilità.
Nella seguente tabella si riportano le rilevazioni dei 21 indicatori primari indicati nel report WEF.

	WORLD ECONOMIC FORUM		Relazione finanziaria annuale consolidata integrata 2022				
Pillar	**Theme**	**21 CORE KPI**	**KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF**	**2022**	**2021**	**Variazione**	**Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF**
Principles of Governance	Governing purpose	Setting purpose					Enel is Open Power
	Quality of governing body	Governance body composition	Donne nel Consiglio di Amministrazione (n.)	4	4	-	capitolo "Organi sociali" nella sezione "Governance"
	Stakeholder engagement	Material issues impacting stakeholders					capitolo "Basis of Presentation"
	Ethical behavior	Anti-corruption	Dipendenti che hanno ricevuto la formazione sulle politiche e procedure anticorruzione (%)	47,0	30,3	16,7	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
			Violazioni accertate per conflitto d'interesse/corruzione (n.)	9	8	1	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	172	153	19	capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
	Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process					capitolo "Risk management" nella sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio"
Planet	Climate change	Greenhouse Gas (GHG) emissions	Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 (mln t_{eq})	53,1	51,6	1,5	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (location based) (mln t_{eq})	4,0	3,8	0,2	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (market based) (mln t_{eq})	6,1	6,1	-	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (mln t_{eq})	75,8	70,5	5,3	
		TCFD implementation					sezioni "Governance", "Strategia del Gruppo e gestione del rischio", "Le performance del Gruppo", "Prospettive future"
	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Superficie interessata da progetti di ripristino di habitat naturali (ha)	9.452	9.092	359,6	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
	Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Prelievo di acqua (mln m^3)	76,0	73,1	2,9	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Prelievo di acqua in zone water stressed (%)	19,3	23,0	-3,7	
			Consumo di acqua totale (mln m^3)	45,2	43,9	1,3	
			Consumo di acqua in zone water stressed (%)	20,6	24,0	-3,4	

WORLD ECONOMIC FORUM

Relazione finanziaria annuale consolidata integrata 2022

Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	2022	2021	Variazione	Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF
People	Dignity and equality	Diversity and inclusion	Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti (%)	23,4	22,5	0,9	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Pay equality	Equal Remuneration Ratio (%)	80,7	81,1	-0,4	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Wage level	CEO Pay Ratio (%)(1)	60,0	90,0	-30,0	
		Risk for incidents of child, forced or compulsory labor	Valutazione nella catena della fornitura della tutela del lavoro minorile e del rispetto del divieto del lavoro forzato				capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
	Health and well-being	Health and safety	Infortuni mortali - Enel (n.)	1	3	(2)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Indice di frequenza infortuni mortali - Enel (i.)	0,008	0,024	(0,016)	
			Infortuni "Life Changing" - Enel (n.)	-	1	(1)	
			Indice di frequenza infortuni "Life Changing" - Enel (i.)	-	0,008	(0,008)	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente (h/*pro capite*)	47,4	44,6	2,8	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Costo per la formazione dei dipendenti (milioni di euro)	30	23	7	
Prosperity	Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Persone assunte (n.)	6.412	5.401	1.011	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Tasso di ingresso (%)	9,8	8,1	1,7	
			Cessazioni (n.)	4.414	5.862	(1.448)	
			Turnover (%)	6,8	8,8	-2,0	
		Economic contribution					capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Financial investment contribution	Totale investimenti (milioni di euro)	14.347	12.997	1.350	capitolo "Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Acquisto azioni proprie, dividendi e acconti sui dividendi pagati e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	5.038	5.054	(16)	Bilancio consolidato
	Innovation in better products and services	Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo (milioni di euro)	105	130	(25)	capitolo "Innovazione" nella sezione "Le performance del Gruppo"
	Community and social vitality	Total tax paid	Totale tasse pagate (milioni di euro)(2)	4.778	4.082	696	capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo"

(1) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo. Al fine di rendere comparabili i dati degli esercizi 2022 e 2021, il dato del 2021 è stato rideterminato applicando alle remunerazioni del 2021 il tasso cambio del 2022.

(2) L'importo corrisponde al "Total Tax Borne" che rappresenta i costi per le imposte sostenuti dal Gruppo. Per maggiori approfondimenti si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2022 e alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario. Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.

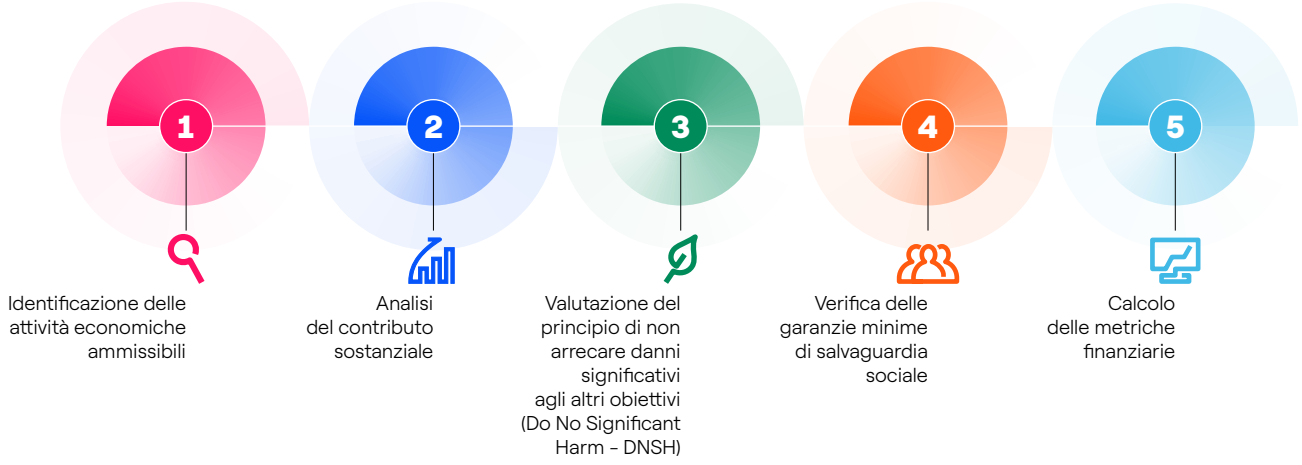
Tassonomia dell'Unione Europea

La tassonomia europea (adottata dall'Unione Europea con il Regolamento 2020/852) definisce sei obiettivi ambientali per identificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale: mitigazione dei cambiamenti climatici; adattamento ai cambiamenti climatici; 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.

Si fa presente che la rendicontazione della tassonomia UE ai sensi del regolamento UE, dell'Atto Delegato sul Clima e dell'Atto Delegato Complementare è riportata integralmente nel Bilancio di Sostenibilità 2022 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.

Il processo di implementazione della tassonomia europea in Enel

Enel ha implementato un processo supervisionato dal CEO e dal top management che si articola in cinque fasi per analizzare l'applicabilità della tassonomia europea lungo l'intera catena del valore e in tutti i Paesi in cui opera il Gruppo.



Per le fasi del processo di implementazione della tassonomia europea si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2022 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.

Attraverso questo processo Enel ha classificato tutte le sue attività economiche lungo la propria catena del valore secondo le seguenti tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

Di conseguenza, l'esistenza di questa terza categoria rende impossibile raggiungere un modello di business pienamente allineato ai criteri della tassonomia dell'UE, anche se queste attività non ammissibili potrebbero non arrecare alcun danno agli obiettivi ambientali dell'UE.

Ammissibile-allineata

Ammissibile-allineata: si riferisce a un'attività economica che soddisfa contemporaneamente le tre condizioni seguenti:

- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici; e
- soddisfa i criteri specifici elaborati dal regolamento UE sulla tassonomia per tale specifico obiettivo ambientale; e
- soddisfa tutti i criteri DNSH e le garanzie minime di salvaguardia.

Ammissibile-non allineata

Ammissibile-non allineata: si riferisce a un'attività economica che:

- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento ai cambiamenti climatici; ma
- non soddisfa i criteri specifici sviluppati dal regolamento UE sulla tassonomia per tali specifici obiettivi ambientali; o
- non soddisfa tutti i criteri DNSH e/o le garanzie minime di salvaguardia.

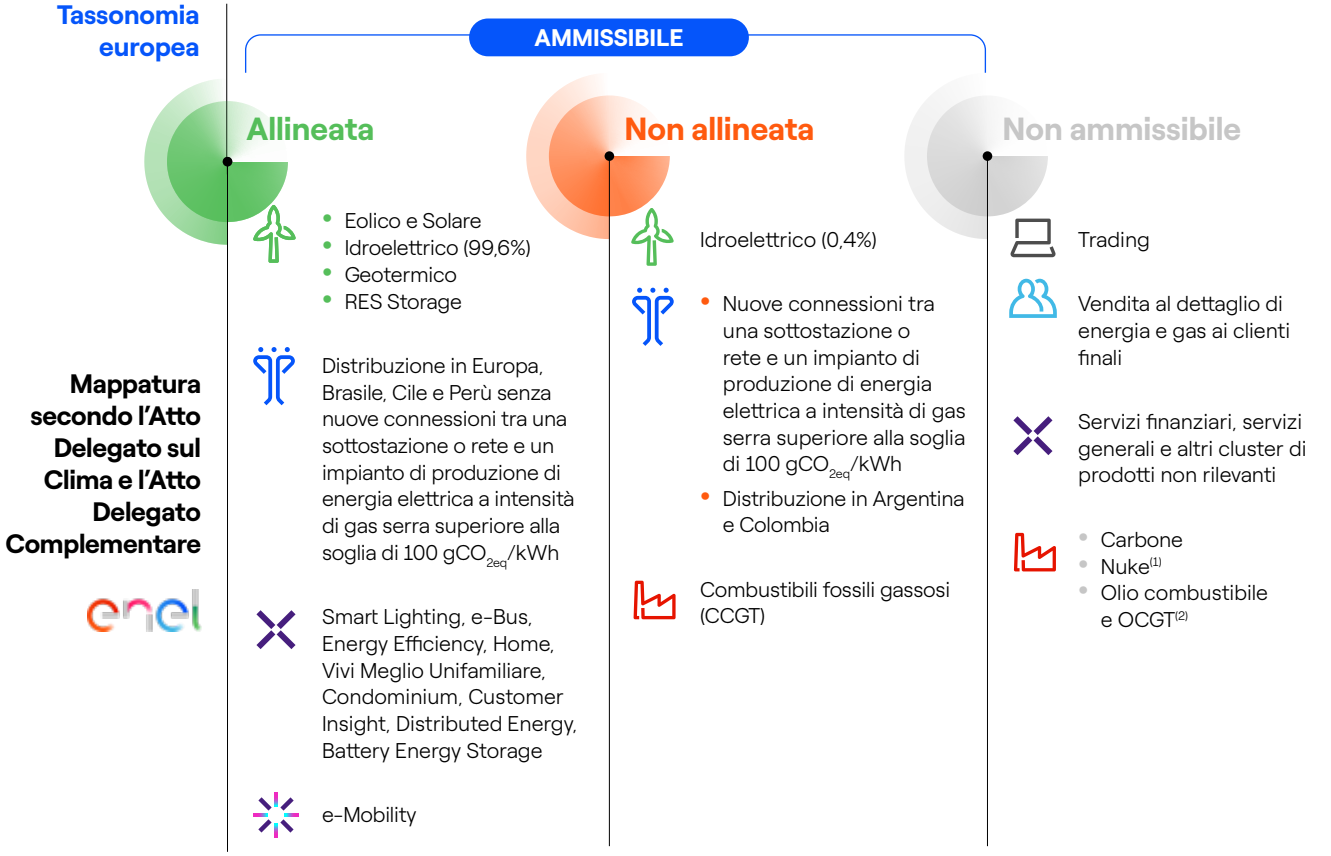
Non ammissibile

Non ammissibile: si riferisce a un'attività economica che non è stata identificata dalla tassonomia dell'UE come contributore sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico e, quindi, non è stato elaborato alcun criterio. La logica della Commissione europea è che queste attività potrebbero:

- non avere un impatto significativo sulla mitigazione dei cambiamenti climatici o potrebbero essere integrate nel regolamento sulla tassonomia dell'UE in una fase successiva;
- causare un impatto molto significativo sulla mitigazione del cambiamento climatico, quindi non possono essere ammissibili in ogni caso.



Nel 2022 il Gruppo Enel ha aggiornato le analisi di ammissibilità secondo il processo e la nuova definizione per le tre categorie sopra descritte e ai sensi della versione finale dell'Atto Delegato sul Clima pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea a dicembre 2021 e ai sensi dell'Atto Delegato Complementare pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea a luglio 2022. Per maggiori approfondimenti sui risultati dell'analisi di ammissibilità e la classificazione delle attività economiche nelle tre categorie – ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili –, si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2022 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.



(1) Il funzionamento del nostro parco nucleare non rientra tra le attività ammissibili considerate dall'Atto Delegato Complementare sulla produzione di energia elettrica dal nucleare.
(2) Comprende sia l'olio combustibile sia il gas (OCGT), poiché non è possibile effettuare la suddivisione tra i due tipi di combustibile. È stato considerato l'olio combustibile come combustibile fossile prevalente e quindi non ammissibile secondo il regolamento UE sulla tassonomia.

Il processo di creazione del valore e il modello di business

Il processo di creazione del valore

La presentazione integrata delle informazioni finanziarie e non finanziarie consente di comunicare in maniera efficace il modello di business e il processo di creazione di valore in termini sia di risultati sia di prospettive di breve e di medio-lungo termine. La gestione degli aspetti ambientali, sociali ed economici è sempre più significativa in un'ottica di valutazione della capacità di un'azienda di creare valore a beneficio dei vari stakeholder.
Nella rappresentazione grafica seguente si riassume la catena del valore del Gruppo Enel: i principali input utilizzati e il processo che seguono per trasformarsi in output e valore creato per gli stakeholder grazie alle attività portate avanti dall'organizzazione e al suo modello di business. Il Gruppo è caratterizzato da una governance solida e trasparente e da una strategia sostenibile che persegue prioritariamente gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) 7, 9, 11 e 13. Tali SDG rappresentano quindi gli obiettivi cui è tesa l'azione strategica del Gruppo e si concretizzano nella creazione di valore per il Gruppo stesso e per i suoi stakeholder.

Il processo di creazione del valore e il modello di business

Le nostre risorse

Planet

0,23 l/kWh$_{eq}$ Prelievo specifico complessivo di acqua dolce

19,3% Prelievo di acqua in zone water stressed

26,5 Mtep Totale consumi diretti di combustibile

People

Persone Enel

65.124 Dipendenti Enel

24,9% Incidenza delle donne manager sul totale dei manager

32,6% Incidenza delle donne middle manager sul totale dei middle manager

Prosperity

Financial Community

60.068 mln€ Indebitamento finanziario netto

63% Finanziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo

42.082 mln€ Totale patrimonio netto

17.520 mln€ Attività immateriali

88.521 mln€ Immobili, impianti e macchinari

14.347 mln€ Investimenti[1]

81,9% Investimenti in attività di business allineate alla tassonomia dell'UE

Clienti

46 mln Utenti finali con smart meter attivi

37% Clienti digitali

Fornitori

172.854 n. Fornitori (FTE)

20.434 n. Fornitori attivi

Comunità

1.527 n. Applicazione CSV

Partner

32 n. Innovation Hub e Lab

Principles of Governance

44% Donne nel Consiglio di Amministrazione

172 Segnalazioni al Codice Etico (di cui 29 violazioni)

Il nostro modello di business

AMBIENTE ESTERNO

RISCHI E OPPORTUNITÀ

LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

enel

PURPOSE

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS

Valori FIDUCIA PROATTIVITÀ

ENEL'S VALUES

Pilastri strategici

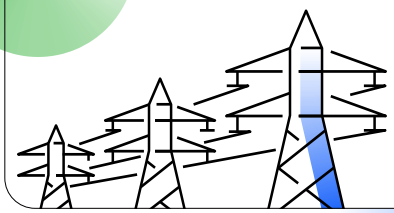
Value Chain



Generazione elettrica

POTENZA EFFICIENTE NETTA TOTALE
84,6 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SU TOTALE
63,3 %



UTENTI FINALI
73 mln (n.)

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA
2.024.038 km

(1) La voce non include 156 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

Il valore creato per Enel e per i nostri stakeholder

GOVERNANCE

IS OPEN POWER

VISIONE

Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.

MISSIONE

- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

RESPONSABILITÀ **INNOVAZIONE**

1. Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

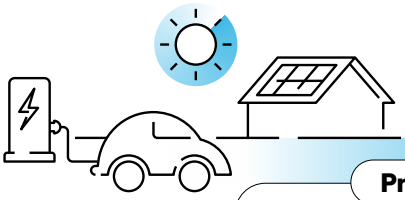
2. Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti

3. Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

4. Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040

STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

PROSPETTIVE FUTURE



Prodotti e servizi

CLIENTI RETAIL
66.784.895 n.

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI
22,6 mila n.

Distribuzione

GLI OUTCOME

Planet

218 gCO_{2eq}/kWh Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative a Integrated power

22,9 mln t_{eq} Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (gas retail)

45,2 mln m^3 Consumo di acqua totale

20,60% Consumo di acqua in zone water stressed

9.452 ha Superficie interessata da progetti di ripristino di habitat naturali

49,30% Produzione rinnovabile sul totale di Gruppo

People

Persone Enel

0,56 Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR)

47,4 ore di training (media ore per dipendente)

42% Formazione dedicata a reskilling e upskilling

6,80% Turnover

Prosperity

Financial Community

5.038 Azioni proprie e dividendi pagati

0,40 (€/sh) DPS fisso

3,3% Costo del debito lordo

140.517 mln€ Ricavi

19.683 mln€ EBITDA ordinario

56,7% EBITDA ordinario relativo ad attività di business allineate alla tassonomia europa sul totale di Gruppo

Clienti

321,1 TWh Energia venduta

507,7 TWh Energia trasportata

230,7 min. medi SAIDI

0,7 mln Beneficiari di nuove connessioni in aree rurali e suburbane

Fornitori

99,0% Fornitori qualificati valutati su aspetti ESG

0,48 Indice di frequenza infortuni con giorni persi - imprese appaltatrici (LTI FR)

Comunità

15,6 n. (mln) Accesso all'energia accessibile e pulita

3,7 n. (mln) Istruzione di qualità, equa e inclusiva

4,9 n. (mln) Lavoro dignitoso e crescita economica

4.778 mln€ Total Tax Borne

Partner

194 n. Proof of Concept lanciati per testare soluzioni innovative

60 n. Soluzioni in fase di scale-up

Modello di business

Il modello di business di Enel è stato strutturato per un più efficace raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo che includono i suoi impegni presi nella lotta al cambiamento climatico.
Il modello di business declina come le unità organizzative dell'Azienda, legate ai tre principali business di riferimento (Generazione, Distribuzione e Vendita ai clienti), debbano operare per cogliere tutti i possibili vantaggi dai principali trend di settore, in particolar modo dai trend che realizzano la transizione energetica e digitale, possibilmente anche accelerandone la realizzazione.
Il ruolo definito per tutte le maggiori unità organizzative è finalizzato, allo stesso tempo, a poter affrontare efficacemente tutti i rischi che propone il contesto del settore energetico in rapido mutamento.
Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato due modelli di business differenti (Ownership e Stewardship) su cui poter far leva per il raggiungimento delle ambizioni definite.
A seconda della geografia di interesse e del contesto operativo viene identificato il modello di business più opportuno ed efficace:

- nel modello di business di Ownership, il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti. Tale modello viene utilizzato quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione alla relazione con i clienti finali. Si tratta quindi dei sei Paesi che si definiscono "core" o "Tier 1": a oggi Italia e Spagna in Europa e Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia nelle Americhe. La centralità dei clienti nel modello di business del Gruppo fa sì che il margine integrato, ovvero il margine derivante dalla vendita di energia prodotta e acquistata, rappresenti un cardine del Piano. La gestione del margine integrato presuppone di ottimizzare congiuntamente sia la vendita di energia, considerando le diverse opzioni in ciascuno dei mercati di presenza, sia la fase di approvvigionamento, legato alla nostra produzione piuttosto che alle diverse opzioni di sourcing;

- nel modello di business di Stewardship, il Gruppo investe in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore del know-how sviluppato nei diversi business di presenza con partner di rilievo sia finanziari sia industriali. Ciò attraverso l'attivazione di specifici servizi contrattuali verso i partner o anche attraverso la valorizzazione successiva di tali quote sul mercato. Questo modello si concentra principalmente, ma non esclusivamente, su Paesi "non-core" o "non Tier 1", dove la presenza del Gruppo non è integrata e dove si ricercano partnership con terze parti per esplorare nuove aree geografiche oppure per valorizzare l'esperienza operativa del Gruppo in contesti alternativi. Può essere attivato anche in Paesi "core" su business innovativi per agevolarne la partenza e lo scale-up.

In questo disegno ogni Paese agisce sul territorio di competenza in ottica matriciale rispetto alle più ampie e globali Linee di Business, gestendo attività come le relazioni col territorio, la regolamentazione, il mercato retail di riferimento e la comunicazione locale. La missione attuale di ogni business si può sintetizzare come segue:

Generazione

- **Enel Green Power and Thermal Generation**: attraverso questa Linea di Business il Gruppo accelera la transizione energetica continuando ad aumentare gli investimenti in nuova capacità di energie rinnovabili, gestisce la decarbonizzazione del proprio mix di produzione e dei Paesi dove opera, puntando sempre a contribuire a un adeguato livello di sicurezza e adeguatezza dei sistemi elettrici. Inoltre, utilizza la digitalizzazione per operare in modo sempre più efficiente ed efficace i propri asset e migliorare così le prestazioni del parco e il design dei nuovi impianti.

Trading

- **Global Energy and Commodity Management**: tramite questa Linea di Business il Gruppo gestisce il margine sull'energia nei mercati di presenza come un portafoglio unico in cui Generazione e Retail possano trovare sempre il migliore equilibrio; si gestiscono, inoltre, tutte le operazioni di trading sui desk internazionali.

Distribuzione

- **Enel Grids**: tramite lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture abilitanti la transizione energetica, il Gruppo garantisce affidabilità nella fornitura di energia e qualità del servizio alle comunità attraverso reti resilienti e flessibili, facendo leva su efficienza, tecnologia e innovazione digitale, e assicurando adeguati ritorni sugli investimenti e generazione di cassa.

Clienti

- **Enel X Global Retail**: nata a fine 2021, ha l'obiettivo di gestire l'offerta energetica e di servizi "beyond commodity", massimizzando il valore per il cliente, innovando e sviluppando i servizi offerti e gestendone l'intero ciclo di vita. In particolare, attraverso la divisione Global Retail il Gruppo si interfaccia localmente con milioni di famiglie, industrie, aziende, città. Grazie alla leva tecnologica si ravvede in un modello a piattaforma la possibilità di migliorare la soddisfazione e l'esperienza del cliente, raggiungendo al contempo livelli di efficienza sempre più alti. Le unità di business ottimizzano la fornitura di energia alla propria base clienti, massimizzando il valore generato dal portafoglio anche attraverso la gestione di relazioni di lungo periodo con i clienti. Si abilita anche la transizione energetica offrendo prodotti e servizi di energia green e "beyond commodity" che possano agire come acceleratore dell'elettrificazione e della decarbonizzazione dei clienti, assistendoli in un uso dell'energia più efficiente, spingendo la circolarità e la decarbonizzazione.

e-Mobility

- **Enel X Way**: è invece responsabile della gestione del portafoglio di soluzioni e-Mobility sia nei Paesi esistenti sia in quelli nuovi massimizzando il valore per il cliente. Ha l'obiettivo di innovare e sviluppare soluzioni di e-Mobility gestendo l'intero ciclo di vita.

Sfruttando le sinergie tra le diverse aree di business, attuando azioni attraverso la leva dell'innovazione, promuovendo i comportamenti di Open Power, il Gruppo Enel cerca di trovare soluzioni per spingere il progresso sostenibile e ridurre l'impatto ambientale, e soddisfare le esigenze dei clienti e delle comunità locali in cui opera, impegnandosi per garantire elevati standard di sicurezza per le persone Enel e i fornitori.

Localizzazione geografica di Enel

Il Gruppo Enel è presente in 47 Paesi nei diversi continenti con più di 1.000 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica.

PRESENZA

47 paesi

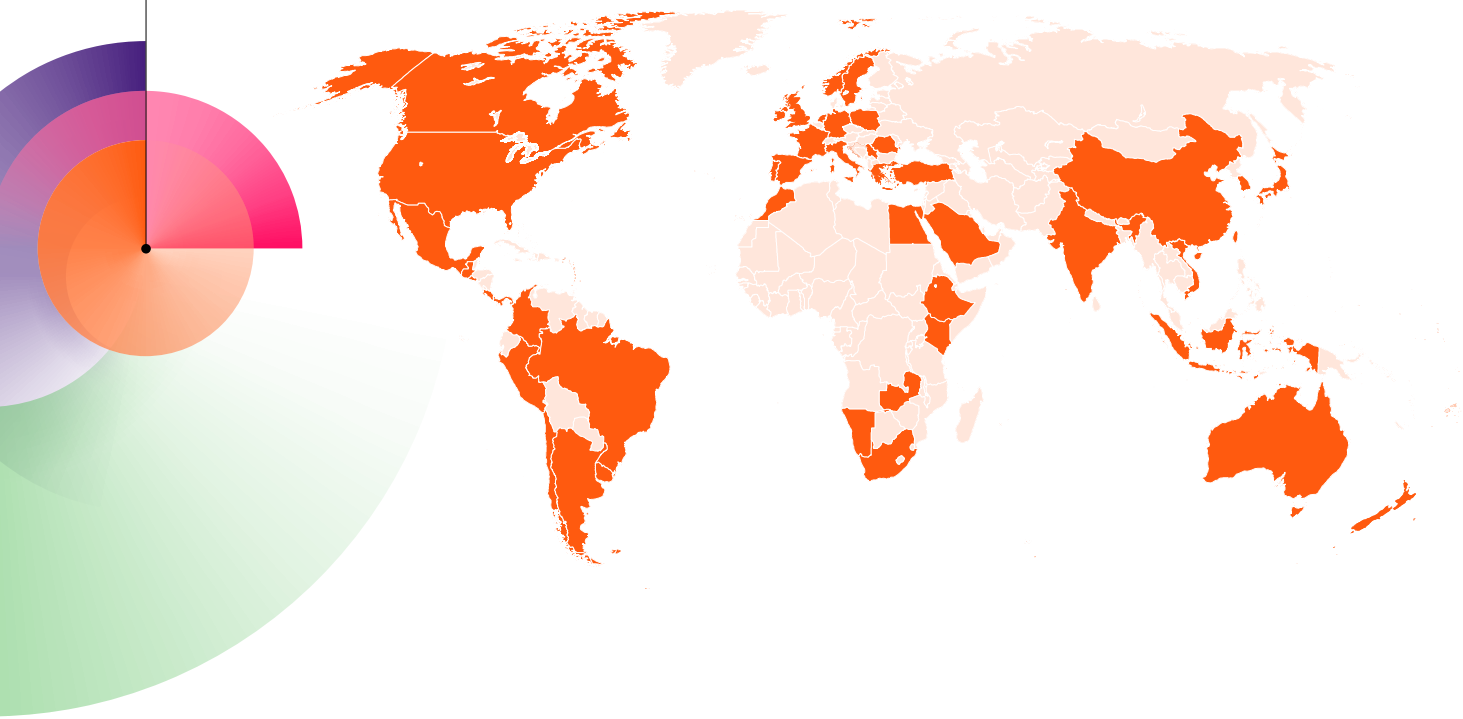
più di

1.000

Società controllate

65.124 n.

Totale dipendenti Enel





RELAZIONE SULLA GESTIONE

2.



Governance

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

Modello di governance allineato alle best practice internazionali in materia.

Trasparenza e correttezza quali valori fondanti.

Gli azionisti di Enel

Al 31 dicembre 2022 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari ad 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2021. Nel corso del 2022 la Società ha acquistato azioni proprie per un numero complessivo pari a 2.700.000, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine (Piano LTI) per il 2022 destinato al management di Enel e/o di società da essa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. Considerando le n. 4.889.152 azioni proprie già in portafoglio e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2022 di n. 435.357 azioni ordinarie Enel ai destinatari del Piano LTI per il 2019, la Società detiene complessivamente n. 7.153.795 azioni proprie, tutte a servizio dei Piani LTI per il 2019, per il 2020, per il 2021 e per il 2022.

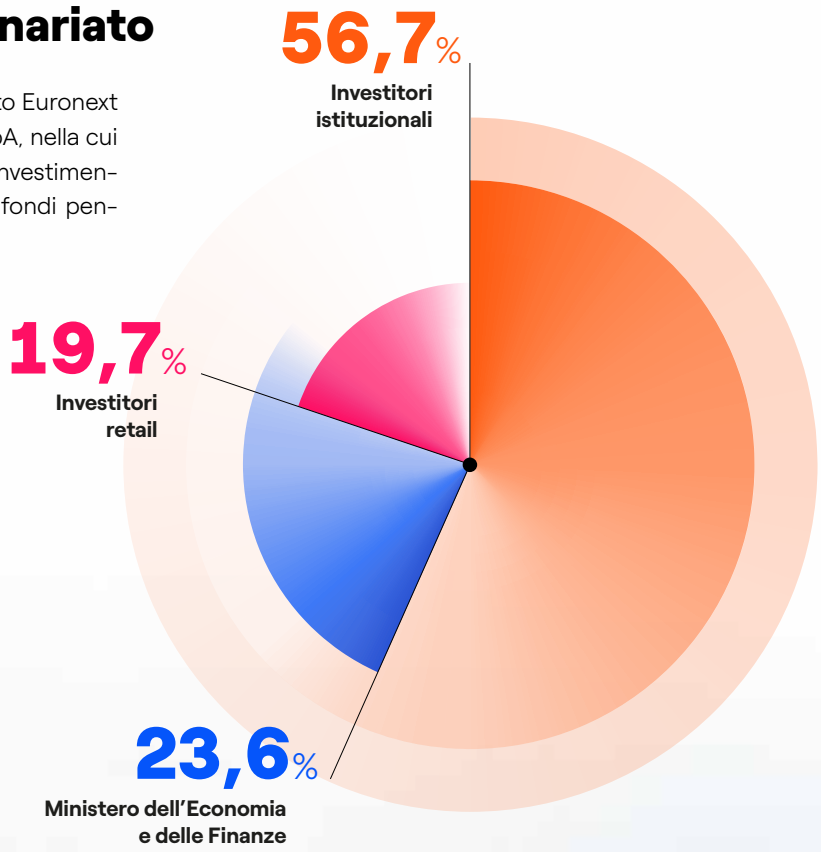
Azionisti rilevanti

Al 31 dicembre 2022, 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 5,114% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).



Composizione dell'azionariato

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



Con riguardo agli investitori ESG (Environmental, Social e Governance), i fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2022, circa il 14,9% del capitale sociale (in crescita rispetto al 14,6% del capitale sociale rilevato al 31 dicembre 2021). Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 42,1% del capitale sociale.



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE
Michele Crisostomo

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Francesco Starace

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO
Silvia Alessandra Fappani

CONSIGLIERI
Cesare Calari
Costanza Esclapon de Villeneuve
Samuel Leupold
Alberto Marchi
Mariana Mazzucato
Mirella Pellegrini
Anna Chiara Svelto

Collegio Sindacale

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI
Luigi Borré
Maura Campra

SINDACI SUPPLENTI
Carolyn A. Dittmeier
Tiziano Onesti
Piera Vitali

Società di revisione

KPMG SpA

2022

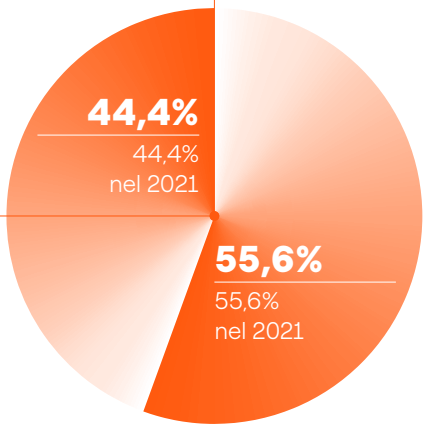
COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

1 membro esecutivo
1 nel 2021

8 membri non esecutivi
8 nel 2021

di cui 8 indipendenti(1)
8 nel 2021

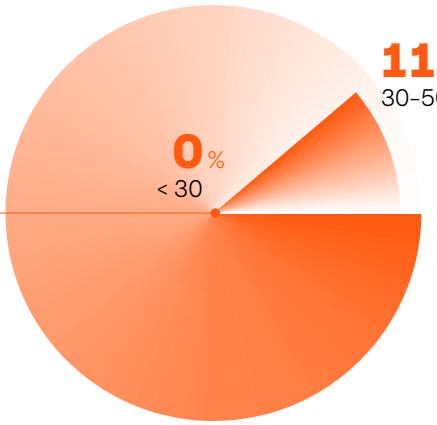
GENERE



4 Donne
4 nel 2021

5 Uomini
5 nel 2021

ETÀ



COMPETENZE



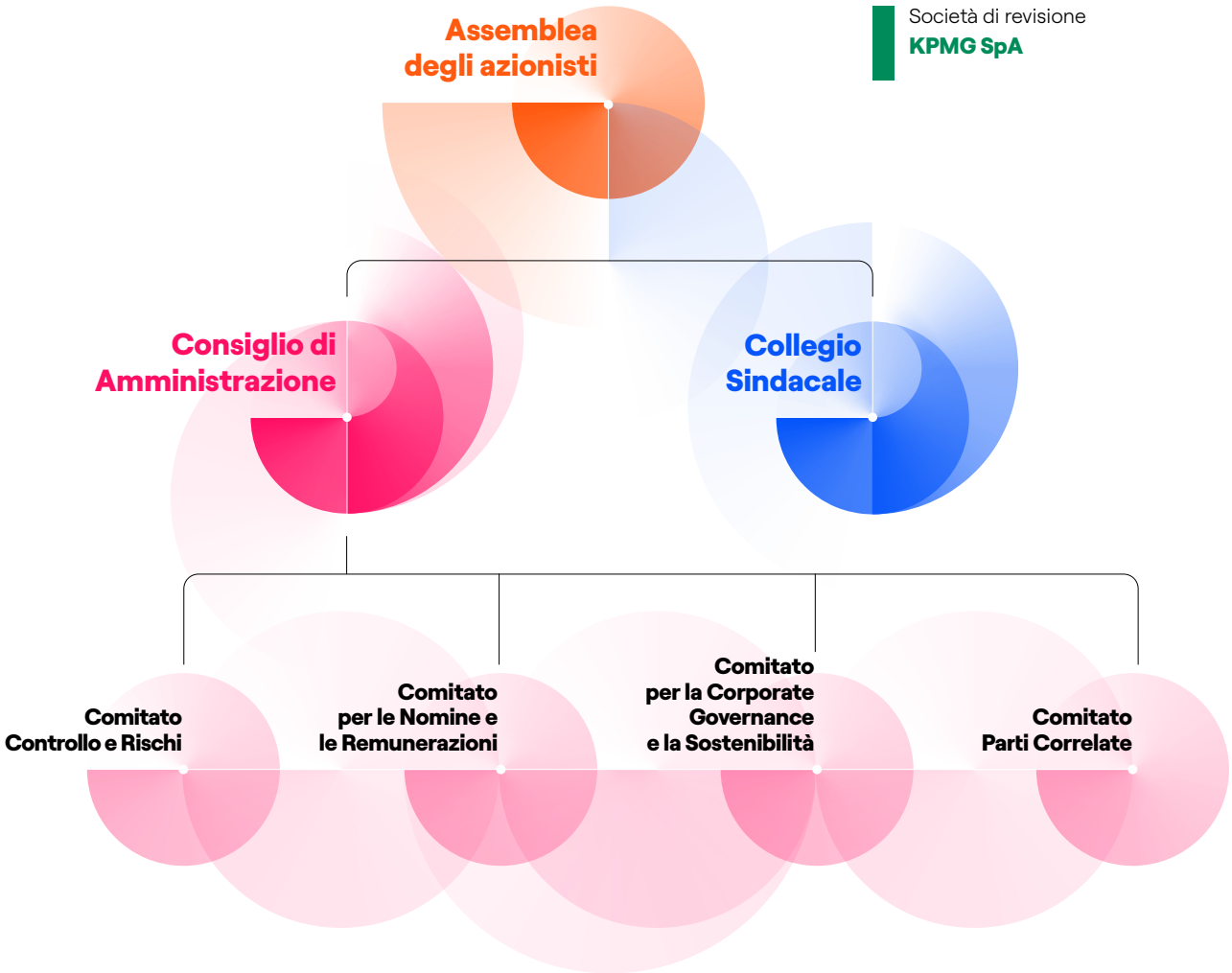
(1) Il numero indicato per il 2022 e per il 2021 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (Edizione 2020).

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 pubblicato il 31 gennaio 2020[1] (il "Codice di Corporate Governance"), cui la Società aderisce, ed è inoltre ispirato alle best practice internazionali. Il sistema di governo societario adottato da parte di 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:

Corporate governance



(1) Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).

Assemblea degli azionisti

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

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

Consiglio di Amministrazione

16

riunioni svolte dal CdA nel 2022, 12 delle quali hanno affrontato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative (16 riunioni svolte dal CdA nel 2021)

- 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 (che incorporano i principali obiettivi e le azioni programmate, anche con riguardo ai temi della sostenibilità[2], per guidare la transizione energetica e fronteggiare il cambiamento climatico), 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 fornisce una valutazione sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"). Al riguardo, in particolare, definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della Società. Il SCIGR è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali, ivi inclusi i rischi legati al cambiamento climatico e, più in generale, i rischi che le attività del Gruppo possano determinare in campo ambientale, sociale, del personale, del rispetto dei diritti umani.
- Definisce la politica in materia di remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e dei dirigenti con responsabilità strategiche, in funzione del perseguimento del successo sostenibile della Società e tenendo conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto, sottoponendo tale politica all'approvazione dell'Assemblea dei soci.
- Tra le attività svolte nel corso del 2022, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione (i) dell'esame e dell'approvazione del Piano Industriale della Società e del Gruppo; (ii) della definizione della politica in materia di remunerazione di Enel per il 2022; (iii) dell'esame dei contenuti del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2021, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio. Inoltre, ha discusso questioni relative al clima nell'ambito degli approfondimenti dedicati a operazioni legate alla strategia di decarbonizzazione e alla finanza sostenibile, nonché in relazione alle attività di dialogo con gli investitori.
- In relazione alla valorizzazione della diversità di genere, ha in particolare condiviso l'inserimento nel Piano Long-Term Incentive 2022 di un obiettivo di performance rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2024.
- Si segnala, infine, che il Consiglio di Amministrazione riceve regolari aggiornamenti sugli impatti della pandemia da COVID-19 nonché sulle tematiche attinenti alla cyber security e alla safety nei vari Paesi di presenza del Gruppo; è 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.

(2) Nell'ambito della sostenibilità rientrano, tra gli altri, i temi legati a cambiamento climatico, emissioni in atmosfera, gestione delle risorse idriche, biodiversità, economia circolare, salute e sicurezza, diversità, gestione e sviluppo delle persone che lavorano in azienda, relazioni con le comunità e i clienti, catena di fornitura, condotta etica e diritti umani.

Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità

6

incontri svolti dal Comitato nel 2022, 3 dei quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative (5 incontri svolti dal Comitato nel 2021)

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti e per tutto il 2022 è risultato composto dal Presidente del Consiglio di Amministrazione e da altri due Amministratori, tutti in possesso dei requisiti di indipendenza.
- 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 e le dinamiche di interazione della Società con tutti gli stakeholder.
- Relativamente alle tematiche di sostenibilità esamina, tra l'altro:
  - le linee guida del Piano di Sostenibilità, ivi inclusi gli obiettivi climatici definiti in tale piano, nonché la matrice di materialità, che individua i temi prioritari per gli stakeholder alla luce delle strategie industriali del Gruppo;
  - le modalità di attuazione della politica di sostenibilità;
  - l'impostazione generale e l'articolazione dei contenuti della Dichiarazione di carattere non finanziario e del Bilancio di Sostenibilità – eventualmente compendiati in un unico documento – nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa da essi fornita, anche in materia di cambiamento climatico, e la relativa coerenza con i princípi previsti dallo standard di rendicontazione utilizzato, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.
- Tra le attività svolte nel corso del 2022, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione dell'esame: (i) del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2021, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) dell'analisi di materialità e delle linee guida del Piano di Sostenibilità 2023-2025; (iii) degli aggiornamenti sulle principali attività svolte nel 2022 dal Gruppo Enel in materia di sostenibilità, sullo stato di attuazione del Piano di Sostenibilità 2022-2024 e circa l'inclusione di Enel nei principali indici di sostenibilità.

Comitato Controllo e Rischi

14

incontri svolti dal Comitato nel 2022, 8 dei quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative (17 incontri svolti dal Comitato nel 2021)

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Per tutto il 2022 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- 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 del successo sostenibile – 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.
- 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.
- Esamina le tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nella Dichiarazione di carattere non finanziario e nel Bilancio di Sostenibilità, eventualmente compendiati in un unico documento e contenenti la disclosure aziendale sul clima, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.
- Tra le attività svolte nel corso del 2022, ha affrontato tematiche legate al clima in occasione: (i) dell'esame delle tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nel Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2021, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) di un approfondimento relativo alle attività di dialogo con gli investitori; (iii) degli incontri con i responsabili delle Linee di Business Globali Enel Green Power and Thermal Generation ed Enel Grids e delle Regioni Europa e Nord America in relazione alle attività svolte e ai rischi esistenti nei rispettivi ambiti di competenza, nonché agli strumenti utilizzati per mitigarne gli effetti; (iv) dell'analisi del grado di compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale.

Comitato per le Nomine e le Remunerazioni

11

incontri svolti dal Comitato nel 2022 (12 incontri svolti dal Comitato nel 2021)

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Per tutto il 2022 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- 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 2022 prevede che una porzione significativa della remunerazione variabile, sia di breve sia di lungo termine, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata a obiettivi di performance concernenti la sostenibilità. In particolare, relativamente alla componente variabile di lungo termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche, tra gli obiettivi di performance previsti dal Piano Long-Term Incentive 2022 sono inclusi (i) un obiettivo legato alla diversità di genere, rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2024, nonché (ii) un obiettivo concernente la riduzione delle emissioni specifiche di gas serra, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione del Gruppo, che prevede la progressiva riduzione di tali emissioni in linea con l'Accordo di Parigi. Per quanto concerne, invece, la componente variabile di breve termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, la politica in materia di remunerazione per il 2022 è legata, tra l'altro (i) a un obiettivo di performance concernente la salvaguardia della sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (ii) a un obiettivo di performance che misura il livello di soddisfazione dei clienti finali attraverso il numero annuo di reclami commerciali presentati a livello di Gruppo; a tale ultimo obiettivo sono stati associati due obiettivi-cancello[3], relativi al numero dei reclami commerciali presentati nel mercato libero commodity in Italia e alla durata media annua delle interruzioni di energia elettrica per cliente di bassa tensione (System Average Interruption Duration Index - SAIDI).

Comitato Parti Correlate

1

incontro svolto dal Comitato nel 2022 (7 incontri svolti dal Comitato nel 2021)

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti. Per tutto il 2022 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- Svolge le funzioni previste dalla normativa CONSOB di riferimento e dall'apposita procedura Enel per la disciplina delle operazioni con parti correlate, essenzialmente al fine di formulare appositi pareri motivati sull'interesse di Enel – nonché delle società da essa direttamente e/o indirettamente controllate di volta in volta interessate – al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni, previa ricezione di flussi informativi tempestivi e adeguati.

Collegio Sindacale

24

incontri svolti dal Collegio nel 2022 (28 incontri svolti dal Collegio nel 2021)

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, 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, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Corporate Governance.

(3) Il cui superamento è quindi un presupposto per il concreto raggiungimento del medesimo obiettivo di customer satisfaction.

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 15 maggio 2020, 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 fortemente orientate alla decarbonizzazione e all'elettrificazione dei consumi.
- Nel corso del 2022 ha presieduto anche il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Amministratore Delegato

- Analogamente al Presidente del Consiglio di Amministrazione, ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 15 maggio 2020, 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).
- 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.
- Rappresenta Enel in diverse iniziative che si occupano della sostenibilità, ricoprendo posizioni rilevanti in istituzioni di rilievo internazionale 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.
- All'Amministratore Delegato è inoltre attribuito il ruolo di Amministratore incaricato dell'istituzione e del mantenimento dello SCIGR.

Attività di revisione legale dei conti

- Risulta affidata a una società specializzata iscritta nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Buone pratiche di corporate governance

- Al fine di fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo (inclusi i temi legati alla sostenibilità), nella seconda metà del 2020 è stato organizzato un ampio e articolato programma di induction, cui hanno fatto seguito, nel corso del 2021, specifici approfondimenti in materia di corporate governance e cambiamento climatico. Nel corso del 2022 il programma di induction è proseguito con ulteriori approfondimenti in materia di cyber security e di risk governance.
- A fine 2022 e durante i primi due mesi del 2023, il Consiglio di Amministrazione ha effettuato, con l'assistenza di una società indipendente specializzata nel settore, una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati (c.d. "board review"), in linea con le più evolute pratiche di corporate governance diffuse all'estero e recepite dal Codice di Corporate Governance. La board review è stata 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, ed è stata estesa al Collegio Sindacale. Nell'ambito della board review una specifica attenzione è stata dedicata a verificare la percezione degli Amministratori in merito (i) all'efficacia delle attività di induction, nonché (ii) al coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di sostenibilità e all'integrazione nella strategia aziendale dei temi di sostenibilità, tra cui quelli relativi al cambiamento climatico. Gli esiti della board review sono riportati nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel.
- Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale hanno approvato, ciascuno nel proprio ambito di competenza, specifiche politiche in materia di diversità. Tali politiche descrivono le caratteristiche ritenute ottimali per la composizione di tali organi, affinché ciascuno di essi possa esercitare nel modo più efficace i propri compiti, assumendo decisioni che possano concretamente avvalersi del contributo di una pluralità di qualificati punti di vista, in grado di esaminare le tematiche in discussione da prospettive diverse. La politica approvata dal Consiglio di Amministrazione prevede in particolare, per quanto riguarda le tipologie di diversità e i relativi obiettivi, che:
  - una composizione ottimale dovrebbe caratterizzarsi per la presenza di una maggioranza di Amministratori indipendenti;
  - anche quando le disposizioni di legge in materia di equilibrio tra i generi abbiano cessato di produrre effetto, sia importante continuare ad assicurare che almeno un terzo del Consiglio di Amministrazione, tanto al momento della nomina quanto nel corso del mandato, sia costituito da Amministratori del genere meno rappresentato;
  - la proiezione internazionale delle attività del Gruppo dovrebbe essere tenuta in considerazione, assicurando la presenza di almeno un terzo di Amministratori che abbiano maturato un'adeguata esperienza in ambito internazionale, ritenuta utile anche per prevenire l'omologazione delle opinioni e il fenomeno del "pensiero di gruppo";
  - per perseguire un equilibrio tra esigenze di continuità e rinnovamento nella gestione, occorrerebbe assicurare una bilanciata combinazione di diverse anzianità di carica – oltre che di fasce di età – all'interno del Consiglio di Amministrazione;
  - i Consiglieri non esecutivi dovrebbero essere rappresentati da figure con un profilo manageriale e/o professionale e/o accademico e/o istituzionale tale da realizzare un insieme di competenze ed esperienze tra loro diverse e complementari;
  - il Presidente e l'Amministratore Delegato, in considerazione della diversità dei ruoli svolti, dovrebbero possedere le competenze più adeguate (puntualmente indicate nella medesima politica) per un efficace svolgimento dei rispettivi compiti.

Buone pratiche di corporate governance

- 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. Tali raccomandazioni hanno a oggetto, tra l'altro, la composizione dell'organo di amministrazione, con riferimento alla quale si auspica che sia perseguito anche un obiettivo di integrazione di esperienze e competenze professionali e manageriali diverse, da coniugare, ove possibile, con la diversità di genere, di fasce di età e di anzianità di carica, fermo restando quanto previsto dalla normativa locale applicabile.
- 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 2022, si è tenuto conto delle best practice adottate in materia da parte degli investitori istituzionali e riflesse nei codici di "stewardship".

Per informazioni dettagliate 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").

IMC

Modello organizzativo di Enel

Enel Group Chairman
M. Crisostomo

Enel Group CEO
F. Starace

Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
A. De Paoli

PEOPLE AND ORGANIZATION
G. Stratta

COMMUNICATIONS
R. Deambrogio

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS
G. Fazio

INNOVABILITY
E. Ciorra

AUDIT
S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT
F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS
N. Melchiotti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS
C. Bozzoli

Global Business Line

Enel Grids
A. Cammisecra

Global Energy and Commodity Management
C. Machetti

Enel Green Power and Thermal Generation
S. Bernabei

Enel X Global Retail
F. Venturini

Global e-Mobility
E. Ripa

Country and Region

ITALY
N. Lanzetta

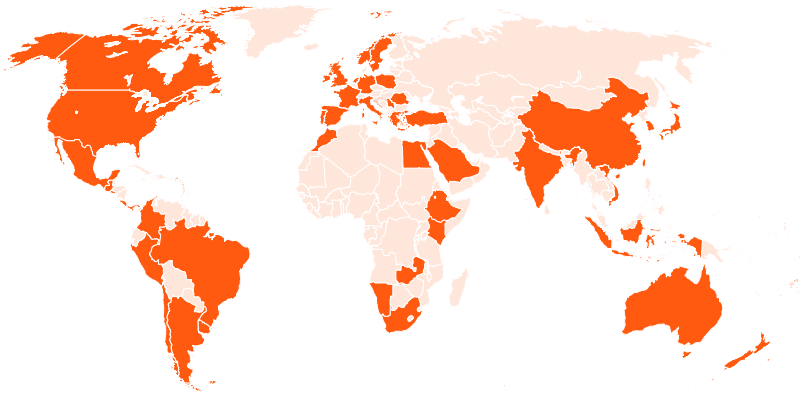
IBERIA
J. Bogas Galvez

EUROPE
S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA
S. Bernabei

NORTH AMERICA
E. Viale

LATIN AMERICA
M. Bezzeccheri



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

Linee di Business Globali

Alle Linee di Business Globali 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. Inoltre, 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[4], 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 che rispondono alle rinnovate linee strategiche, integrando in modo esplicito gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria e promuovendo un modello di business low carbon. 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.
Di recente è stata avviata la nuova Linea di Business Global e-Mobility, creata per rispondere, attraverso una maggiore focalizzazione delle attività, all'espansione globale del mercato della mobilità elettrica e delle soluzioni di ricarica e delle relative piattaforme per l'approvvigionamento energetico dei veicoli a zero emissioni. e-Mobility nasce dalla volontà di accelerare l'evoluzione tecnologica e la crescita su tutta la catena del valore legata al settore e-mobility, rispondendo alle esigenze degli utenti attuali e futuri con uno strutturato portafoglio di soluzioni di ricarica e software per il pubblico e il privato, promuovendo la crescita della mobilità elettrica tramite partnership e alleanze strategiche, e proseguendo il cammino di innovazione legato alla tecnologia di ricarica in cui oggi Enel è riconosciuta come grande e affidabile player internazionale.

Regioni e Paesi

Alle Regioni e Paesi è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, le Regioni 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:

Funzioni Globali di Servizio

Alle Funzioni Globali di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology, gli acquisti a livello di Gruppo e la gestione delle azioni globali relative ai clienti.
Le Funzioni Globali di Servizio sono inoltre focalizzate 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 Holding

Alle Funzioni di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo. In particolare, la Funzione Administration, Finance and Control è anche responsabile di consolidare l'analisi dello scenario e di gestire il processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

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

IMC

Il sistema di incentivazione

La Politica in materia di remunerazione di Enel per l'esercizio 2022, adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 19 maggio 2022, 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 20 maggio 2021 sulla politica in materia di remunerazione per il 2021; (iv) degli esiti dell'attività di engagement su temi di governo societario svolta dalla Società nel periodo compreso tra gennaio e marzo 2022 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 2021, che è stata predisposta dal consulente indipendente Mercer.

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, 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 2022 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 2022 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - utile netto ordinario consolidato;
    - Group Opex;
    - Funds from operations/Indebitamento finanziario netto consolidato;
    - System Average Interruption Duration Index - SAIDI (obiettivo cancello), reclami commerciali sul mercato libero commodity in Italia (obiettivo cancello) e reclami commerciali a livello di Gruppo;
    - sicurezza sui luoghi di lavoro;
  - 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;
- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale. In particolare, per il 2022 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 2022), 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 2022-2024;
  - ROIC (Return on Invested Capital) - WACC (Weighted Average Cost of Capital) cumulati nel triennio 2022-2024;
  - emissioni di GHG Scope 1 per kWh equivalente prodotto dal Gruppo nel 2024;
  - percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2024.

Il Piano LTI 2022 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, è previsto che il 130% del premio base dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale (rispetto a un ammontare massimo che può raggiungere il 280% del premio base) e il 65% del premio base dei DRS (rispetto a un ammontare massimo che può raggiungere il 180% del premio base) sia erogato in azioni Enel, previamente acquistate dalla Società. 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 2022 (c.d. "deferred payment").

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2022 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2022 e sui compensi corrisposti nel 2021", disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Program tra cui: il Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", la Policy sui Diritti Umani e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico[5], che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione delle attività operative, regolando e uniformando i comportamenti aziendali 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 fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i princípi generali del Codice. Ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Program può essere segnalata anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point").
Relativamente al Codice Etico, la tabella di seguito evidenzia il totale delle segnalazioni ricevute e le violazioni accertate.

		2022	2021	2022-2021	
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	n.	**172**	**153**	**19**	**12,4%**
Violazioni accertate del Codice Etico[1]	n.	**29**	**44**	**(15)**	**-34,1%**
- di cui violazioni per conflitto d'interesse/corruzione	n.	*9*	*8*	*1*	*12,5%*

(1) Nel corso del 2022 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2021, e per tale ragione il numero delle violazioni accertate relative al 2021 è stato riclassificato da 41 a 44. Tra le tre violazioni aggiuntive, un caso è da ascrivere a un conflitto di interessi accertato in Colombia.

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 (ma di fatto penale) 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, per prima in Italia, si è dotata di un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231) già nel 2002, da allora costantemente aggiornato in linea con il quadro normativo di riferimento e il contesto organizzativo vigente.

(5) Ultimo aggiornamento, febbraio 2021.

Enel Global Compliance Program (EGCP)

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

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e sistema di gestione anticorruzione

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. A valle dell'ottenimento della certificazione anticorruzione ex ISO 37001 nel 2017 da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso alle principali società controllate del Gruppo, italiane ed estere.
Nel merito, la tabella di seguito evidenzia le ore medie di formazione *pro capite* sulle politiche e procedure anticorruzione.

		2022	2021	2022-2021	
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	n.	**30.564**	**20.074**	**10.490**	**52,3%**
	%	47	30,3	16,7	55,1%
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione per area geografica:					
- Italia	%	56	34,5	21,5	62,3%
- Iberia	%	51	37,4	13,6	36,4%
- America Latina	%	32	17,8	14,2	79,8%
- Europa	%	12	21,0	(9,0)	-42,9%
- Africa, Asia e Oceania	%	15	27,7	(12,7)	-45,8%
- Nord America	%	80	75,9	4,1	5,4%

Policy sui Diritti Umani

Il rispetto dei diritti umani è l'elemento fondante per perseguire un progresso sostenibile. Il modello di business di Enel si basa sulla generazione di valore sostenibile insieme ai propri stakeholder, interni o esterni, sulla continua innovazione, sulla ricerca dell'eccellenza e sul rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore. Questo si traduce nel rifiuto di pratiche come la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di persone, nella promozione della diversità, dell'inclusione, del pari trattamento, di opportunità, e nella garanzia che le persone vengano trattate degnamente e valutate per la loro unicità, siano esse all'interno dell'Azienda o lungo la catena del valore in cui il Gruppo opera. I principali standard internazionali di riferimento cui si ispira l'impegno di Enel sono il framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare, Rimediare", delineato nei princípi guida su imprese e diritti umani, e le linee guida destinate alle imprese multinazionali dell'OCSE. Tale impegno è riflesso in maniera chiara nella politica sui diritti umani elaborata e adottata già nel 2013. Nel 2021 tale documento è stato aggiornato per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del Gruppo. 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. 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.

Per stakeholder si intendono tutti coloro che hanno un interesse diretto o indiretto nelle attività del Gruppo Enel quali, per esempio, i clienti, i dipendenti, di qualunque ordine e grado, i fornitori, gli appaltatori, i partner, altre imprese e le associazioni di categoria, la comunità finanziaria, la società civile, le comunità locali e le popolazioni indigene e tribali, le istituzioni nazionali e internazionali, i media, nonché le organizzazioni e istituzioni che li rappresentano.
L'aggiornamento, analogamente alla stesura del 2013, è stato definito attraverso un processo di consultazione degli stakeholder rilevanti per la Società (interni, altre società, fornitori, esperti di diritti umani, "think tank" ONG) condotto secondo i criteri elencati nella guida ''UN Global Compact Guide for Business: How to Develop a Human Rights Policy''.
Il testo aggiornato identifica 12 princípi (rispetto agli otto precedenti), sempre suddivisi in due macro-tematiche, come in precedenza: pratiche di lavoro e relazioni con le comunità.
La Policy sui Diritti Umani è un impegno 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.

Tra i principali aggiornamenti, oltre all'inquadramento dell'impegno nel solco del contributo agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, si segnala: (i) l'introduzione di un richiamo su come degrado ambientale e cambiamento climatico siano interconnessi ai diritti umani, in quanto l'attuazione di misure che mitighino gli effetti delle attività umane sull'ambiente non può avvenire senza tener conto del loro impatto sociale; (ii) il rafforzamento del principio "Rispetto per le diversità e non-discriminazione" nonché del principio "Salute e sicurezza" nella parte relativa al benessere psicofisico e integrazione lavoro-vita privata; (iii) la maggiore granularità dell'impegno all'interno delle relazioni con le comunità, in particolare rispetto a comunità locali, popolazioni indigene e tribali, privacy e comunicazione.

Enel si è impegnata a vigilare sull'applicazione della Policy sui Diritti Umani (i) avvalendosi di un processo di due diligence specifico nei diversi Paesi in cui opera, (ii) promuovendo comportamenti in linea con una transizione giusta e inclusiva e (iii) comunicando in merito ai piani di azione sviluppati per prevenire e rimediare nei casi in cui si dovessero verificare criticità.
In particolare, il processo di due diligence sul sistema di gestione, orientato su cicli triennali e definito in linea con i principali riferimenti internazionali quali, i princípi guida su impresa e diritti umani delle Nazioni Unite, le linee guida dell'OCSE e le migliori pratiche internazionali, permette di individuare opportunità di miglioramento e sviluppare piani di azione specifici per ciascun Paese di presenza, che vengono accompagnati da un piano di miglioramento a livello centrale al fine di armonizzare e integrare processi e politiche definite a livello globale e applicate a livello locale. La totalità di tali piani di miglioramento viene anche integrata nel Piano di Sostenibilità.
Nel ciclo 2020-2022 sono state individuate circa 170 azioni che coprono il 100% delle operazioni e dei siti.

In materia di sostenibilità della catena di fornitura, alla base dei processi di acquisto di Enel ci sono lealtà, trasparenza e collaborazione, e per questo ai fornitori del Gruppo viene richiesto non solo di garantire i necessari standard qualitativi ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e di impatti della loro attività sull'ambiente. Tra queste rientrano quelle che riguardano condizioni di lavoro, salute e sicurezza, orari di lavoro adeguati, rifiuto del lavoro forzato o minorile, rispetto per la dignità personale, non-discriminazione e inclusione delle diversità, libertà di associazione e contrattazione collettiva, e rispetto della privacy by design e by default. Il tutto all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui, oltre alla Policy sui Diritti Umani, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i programmi globali di compliance. Sono, inoltre, previste specifiche clausole contrattuali, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture e aggiornate periodicamente per tenere in considerazione i diversi adeguamenti normativi e allinearsi alle migliori pratiche internazionali. Le Condizioni Generali di Contratto si compongono di una parte generale, contenente le clausole applicabili a tutti i Paesi, cui si aggiungono gli Annex Paese, contenenti le clausole specifiche applicabili in ciascun Paese di riferimento. Le condizioni generali di contratto fanno riferimento alle vigenti normative in materia retributiva, contributiva, assicurativa e fiscale, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto da parte del fornitore. Inoltre, vengono richiamati esplicitamente i princípi di cui alle Convenzioni ILO e gli 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 queste ultime e le Convenzioni ILO, prevalgono le norme più restrittive. Le clausole prevedono, inoltre, che i fornitori si impegnino a prevenire ogni forma di corruzione.

RELAZIONE SULLA GESTIONE

3.

Strategia del Gruppo e gestione del rischio

Il contesto e gli scenari di riferimento

Gli ultimi anni ci hanno insegnato che la definizione di scenari – macroeconomici, energetici, climatici e di transizione energetica – sulla base di "futuri alternativi" è cruciale per la pianificazione di lungo termine.

Il Piano Strategico e Industriale

Tra i pilastri fondanti del nuovo Piano Strategico c'è la decarbonizzazione del mix di generazione e l'elettrificazione dei consumi finali, da attuare attraverso la strategia integrata nei Paesi "core", la digitalizzazione e il potenziamento delle reti e infine un riposizionamento strategico e geografico per assicurare la crescita e la solidità finanziaria.

Analisi di rischi e opportunità

Il contesto di incertezza in cui operiamo ci rende consapevoli dei rischi ma anche delle opportunità relativi ai nostri business. Il Gruppo valuta gli impatti degli scenari climatici e di transizione all'interno di un processo capace di tradurre i dati in informazioni utili a massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.

Introduzione alla strategia del Gruppo

La strategia del Gruppo, fin dal 2015, è stata orientata alla sostenibilità e alla lotta al cambiamento climatico, ponendo sullo stesso virtuoso binario profittabilità e progresso sostenibile. L'impegno di Enel si è inizialmente tradotto nella volontà di contribuire al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) lanciati dall'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU), ma negli ultimi anni ha ulteriormente rafforzato tale orientamento, mirando a porsi come fattore abilitante nel contesto generale della lotta al cambiamento climatico e della transizione energetica.
Con questi presupposti la definizione della strategia è via via stata sempre più legata agli scenari elaborati dal Gruppo. Le diverse traiettorie di transizione ipotizzate per i Paesi in cui Enel opera, così come gli scenari climatici, rappresentano uno dei supporti fondamentali alla definizione delle azioni strategiche necessarie al raggiungimento di questi ambiziosi obiettivi di lungo periodo.

Agli scenari di lungo termine è necessario affiancare una altrettanto attenta e consistente analisi del contesto e dell'evoluzione di breve delle variabili energetiche e macroeconomiche. Se, infatti, l'atterraggio di medio-lungo periodo è, nella visione di Enel, ancorato al raggiungimento degli obiettivi di Parigi sul contenimento del cambiamento climatico, il punto di partenza di ogni ciclo di pianificazione strategica si è rivelato nel corso degli anni mutevole e fortemente influenzato dalle disruption che hanno caratterizzato gli anni recenti. Eventi inaspettati, come l'insorgenza della pandemia di COVID-19 o l'insorgere del conflitto russo-ucraino, hanno impattato in maniera consistente il contesto in cui il Gruppo opera e resa necessaria una serie di azioni manageriali per ripristinare la corretta traiettoria rendendo comunque raggiungibili gli obiettivi prefissati.
Il supporto dato dalla definizione degli scenari è anche alla base del processo di Dialogo Strategico che, come verrà approfondito in seguito, rappresenta l'incubatore in cui il Gruppo sviluppa e analizza ogni anno i temi strategici più rilevanti, con lo scopo di aggiornare e adattare positioning e modelli di business.
In questo ambito sono nate alcune delle decisioni più innovative e incisive di Enel: a partire dalla decisione di abbandonare la produzione termoelettrica a carbone, passando per il più recente commitment Emissioni Zero al 2040, arrivando alla Sustainable linked Finance, allo Stakeholder Capitalism e alla Climate Change Strategy. Il filo conduttore è sempre rimasto ancorato alla sostenibilità, ma negli anni l'ambito di applicazione si è esteso per consentire sia di incrementare gli effetti della strategia del Gruppo sia di mettere in chiaro la platea di stakeholder che potranno beneficiarne. La sostenibilità è integrata nella strategia a tutto tondo.
Grazie al frame di Stakeholder Capitalism, il Gruppo ha infatti dichiarato la sua intenzione di rendere più esplicita la creazione di valore e benessere sostenibili generata dalle proprie attività nella convinzione che in un mondo sempre più interconnesso che mira a raggiungere la piena sostenibilità, le aziende prospereranno nel lungo termine solo se agiranno collettivamente e se saranno in grado di creare valore e condividerlo con tutti gli stakeholder.
In questo contesto l'ultimo Capital Markets Day ha testimoniato l'accresciuta centralità della strategia integrata country-based nel disegno di Gruppo e il ruolo che tale strategia potrà avere nell'accelerare le dinamiche di transizione dei singoli Paesi in cui Enel opera, riducendo anche i costi energetici per i nostri clienti.
Grazie all'introduzione della Climate Change Strategy, infine, il Gruppo sta ponendo le basi per affrontare il cambiamento climatico in maniera ancora più attiva e propositiva incrementando le aree di intervento oltre alle azioni di mitigazione, in cui ricadono le iniziative di decarbonizzazione, e includendo piani di adattamento sugli asset e business model.

Scenario di riferimento

Il contesto geopolitico

I cicli economici globali possono impattare significativamente le attività del Gruppo a causa dei loro effetti diretti sui tassi di crescita del PIL nazionale dei Paesi di presenza. Negli ultimi anni, la stabilità dell'Eurozona è stata influenzata da diversi eventi negativi, come la crisi pandemica COVID-19, che ha portato a significative interruzioni delle catene di approvvigionamento e a restrizioni delle attività economiche, e il più recente conflitto militare tra Russia e Ucraina. Poiché le economie dell'Eurozona sono tra le più esposte a causa della loro vicinanza geografica all'area del conflitto e della loro forte dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia, sono state fortemente impattate sia in termini di rallentamento della crescita del PIL sia in termini di elevati livelli d'inflazione. Questi ultimi sono stati inizialmente innescati dall'aumento esponenziale dei prezzi dell'energia e delle materie prime. Successivamente, il passaggio dei maggiori costi dei fattori produttivi delle imprese sui prezzi dei beni industriali non energetici ha generato dinamiche inflazionistiche persistenti che rappresentano tutt'oggi un fattore di rischio che richiede un attento monitoraggio. L'incremento dell'inflazione sta infatti erodendo il potere d'acquisto delle famiglie e pesando sulla produzione industriale. In risposta a tali pressioni inflattive, la Banca Centrale Europea (così come la maggior parte delle banche centrali delle economie avanzate ed emergenti) ha condotto una politica monetaria restrittiva che, se più consistente e prolungata, potrebbe avere impatti significativi sull'attività economica e sulla stabilità finanziaria dell'Eurozona.

Il 2023 sarà un anno nuovamente contrassegnato dall'evoluzione delle vicende legate al conflitto militare tra Russia e Ucraina, con effetti diretti sulla stabilità geopolitica e sociale su scala globale. Il contesto mondiale è coinvolto e condizionato dall'evoluzione del conflitto militare, che tuttora sta causando gravi conseguenze sociali ed economiche per i Paesi direttamente o indirettamente coinvolti. Sono aumentate le tensioni tra Paesi nel corso degli ultimi mesi, acuite dal fatto che il conflitto Russia-Ucraina non sembra ancora chiudersi, come anche da altre partite in Asia e in altri parti del mondo.

Sul fronte del commercio permangono sistemi sanzionatori sul commercio internazionale che influenzano gli accordi commerciali tra Paesi e le politiche industriali in varie regioni: eventuali nuove introduzioni di ulteriori dazi doganali o restrizioni alle esportazioni potrebbero ulteriormente aggravare l'attuale contesto macroeconomico e rendere più incerto il quadro geopolitico.

I principali rischi per quanto riguarda le commodity energetiche sono in primo luogo da ricercarsi nella riduzione dell'offerta di gas in Europa. A causa, infatti, dell'inasprimento dei rapporti con la Russia, tutte le altre vie di approvvigionamento per l'Europa diventano ancor più strategiche, ed eventuali discontinuità inasprirebbero ulteriormente le aspettative sui prezzi del gas. Tale rialzo coinvolgerebbe anche gli indici del carbone e i prezzi dell'energia elettrica, variabili fortemente correlate all'andamento del gas. Ulteriore fattore di incertezza è dato dal possibile incremento della domanda di gas cinese, che potrebbe attirare le forniture di GNL oggi vendute in Europa. La ripresa della produzione cinese potrebbe avere ripercussioni anche sul mercato del petrolio, seppur attenuate dall'eventuale contrattualizzazione dei volumi incrementali direttamente dalla Russia.

L'attuale contesto geopolitico continuerà a influenzare anche la domanda del comparto dei metalli industriali, che risentono delle prospettive di rallentamento della crescita economica globale e delle prolungate tensioni politiche e militari. In particolare, in Cina, nonostante le aspettative di nuovo slancio alla domanda in seguito alle riaperture post-COVID, la ripresa della domanda nel 2023 sarà lenta e irregolare, e dipenderà molto dall'effetto degli stimoli governativi; nel settore delle costruzioni, nello specifico, ci si aspetta un'inflessione positiva della domanda solo a partire dalla seconda metà dell'anno. Per quanto riguarda i metalli legati alle tecnologie rinnovabili, quali per esempio i metalli per le batterie e il polisilicio, il contesto attuale continua a presentare incertezze sulla gestione delle catene di approvvigionamento cinesi e globali, che continueranno a influenzare i prezzi nel prossimo futuro. Rinnovate tensioni sono attese anche sui metalli più energy-intensive, quali alluminio e acciaio, che rimarranno fortemente legati all'andamento dei mercati energetici e alle sottostanti dinamiche geopolitiche.

Il contesto macroeconomico

Il contesto macroeconomico mondiale nel 2022 è stato caratterizzato da un generalizzato rallentamento dell'economia reale con una crescita stimata del PIL mondiale di circa il 3% su base annuale, a seguito di una netta ripresa post-crisi pandemica di circa il 6% che aveva contraddistinto l'anno precedente. Livelli elevati d'inflazione hanno impattato rapidamente e in modo inatteso le economie globali, e hanno costretto le banche centrali ad adottare prontamente politiche monetarie restrittive esacerbando le condizioni dei mercati finanziari. Le elevate pressioni inflattive su scala globale sono state causate sia dalle pressioni lato domanda generate dalle precedenti misure accomodanti delle banche centrali per supportare la ripresa durante la crisi pandemica, sia dalle significative distorsioni a livello di catene di approvvigionamento che hanno ridotto l'offerta di beni. Inoltre, il conflitto militare tra Russia e Ucraina, e la derivante incertezza su scala globale, ha impattato significativamente il mercato energetico, delle materie prime e dei beni alimentari, con ripercussioni dirette sui prezzi dei beni di consumo finale, esacerbando comunque le conseguenze più evidenti in ambito energetico nel continente europeo, direttamente coinvolto dalle forniture di gas altalenanti e conseguenti aspettative degli operatori di mercato.

Negli Stati Uniti, la forte domanda interna generata dalla resilienza del mercato del lavoro e da elevati livelli salariali, unitamente al rincaro della componente energetica e dei beni alimentari, ha portato l'inflazione su base annuale verso valori record in incremento dell'8%, valori che non si registravano dal 1981. Per fronteggiare le insostenibili pressione inflattive, la Federal Reserve ha reagito implementando una politica monetaria restrittiva attraverso numerosi e rapidi rialzi dei tassi di interesse. Tuttavia, tali dinamiche inflattive, accompagnate da condizioni finanziarie restrittive, hanno gravato sull'andamento del PIL statunitense facendo registrare un tasso di crescita del 2,1% su base annuale.

Nell'Eurozona, il contesto macroeconomico ha differito in modo sostanziale tra il primo e il secondo trimestre, registrando un tasso di crescita del PIL stimato del 3,3% su base annuale. Nei primi sei mesi, infatti, si è assistito a una ripresa economica al di sopra delle aspettative supportata da una decisa ripresa dei consumi e degli investimenti privati, in risposta al rilassamento delle restrizioni imposte durante la crisi pandemica. Nel semestre successivo, con l'insorgere dell'elevata incertezza derivante dal conflitto militare tra Russia e Ucraina e dell'aumento repentino dei prezzi energetici, le economie europee hanno registrato un significativo rallentamento. L'Eurozona ha subíto impatti più significativi derivanti dal conflitto armato rispetto agli Stati Uniti data la sua maggiore vicinanza geografica e forte dipendenza dal gas russo. Quest'ultimo fattore ha contribuito in modo elevato nel generare maggiore incertezza nei mercati energetici europei. Infine, date le crescenti pressioni inflattive (l'inflazione annuale si è attesta all'8,4% su base annuale), dopo più di una decade di tassi di interesse prossimi allo zero, anche la Banca Centrale Europea ha deciso di adottare una rapida politica monetaria restrittiva basata su un rialzo persistente dei propri tassi di riferimento. Ciò ha portato a un deterioramento delle condizioni finanziarie dei mercati.

In America Latina, il primo semestre ha registrato una significativa ripresa della domanda privata dei consumi per beni e servizi, supportata da un recupero del mercato del lavoro e dall'ingente supporto fiscale fornito dai Governi in risposta alla crisi pandemica. Nel secondo semestre, contrariamente, il contesto macroeconomico è stato caratterizzato da politiche monetarie restrittive delle banche centrali nazionali che hanno raffreddato la ripresa economica. Le economie dell'America Latina hanno difatti assistito a un rapido ed elevato aumento dei prezzi internazionali delle materie prime energetiche e agricole scaturito principalmente dal conflitto militare tra Russia e Ucraina. In Brasile, la ripresa economica nel 2022 ha registrato un tasso di crescita del PIL maggiore delle attese, stimato del 3% su base annuale, spinto da una robusta domanda interna supportata dai significativi trasferimenti sociali elargiti dal Governo e da un miglioramento delle dinamiche del mercato del lavoro. Tuttavia, gli ultimi trimestri dell'anno hanno fatto registrare crescenti pressioni inflattive (l'inflazione ha registrato un tasso di crescita del 9,3% su base annuale) indotte da un aumento generalizzato delle materie prime e dei beni alimentari, forzando la banca centrale a una repentina serie di manovre monetarie restrittive, che si ripercuotono negativamente sulle prospettive di crescita per l'anno in corso. Inoltre, il possibile dietro front nella continuità della politica economica del precedente Governo Bolsonaro da parte del neoeletto presidente Lula e il ritardo nell'approvazione delle riforme strutturali, unitamente all'intensificarsi delle proteste sociali, pongono incertezze sull'effettiva velocità di ripresa nel breve periodo e la solidità fiscale e le potenzialità di crescita economica nel lungo termine. In Cile, la crescita economica nel 2022 è stata più moderata, attestandosi al 2,8% su base annuale, dopo un forte incremento del 11,9% registrato nell'anno precedente. Nel 2022, infatti, il Governo cileno non ha riconfermato molte delle generose misure fiscali implementate lo scorso anno che hanno permesso all'economia di performare oltre il suo potenziale. Inoltre, le crescenti pressioni inflattive, con l'inflazione annuale attestatasi all'11,6%, seguite da un peggioramento delle condizioni finanziarie locali e globali, hanno influito negativamente su consumi e investimenti privati. In Colombia, l'economia reale ha confermato una sostanziale ripresa con un tasso di crescita del PIL stimato al 7,8%, dopo il 10,7% registrato nell'anno precedente. Tuttavia, l'elevata resilienza dei consumi e investimenti privati ha dovuto fronteggiare, specialmente nel secondo semestre, un aumento generalizzato dei prezzi, con l'inflazione annuale

attestatasi al 10,2%. Per l'economia peruviana, le crescenti pressioni inflattive scaturite dall'aumento dei beni agricoli ed energetici (il tasso d'inflazione annuale si è attestato al 7,9%), le più restrittive condizioni monetarie condotte dalla banca centrale e la forte incertezza politica legata all'agenda del presidente Castillo (sostituito a dicembre dalla prima presidente donna del Perù, Boluarte) hanno contribuito a una decelerazione della crescita reale del Paese, con un tasso di crescita del PIL atteso al 2,9% su base annuale.

In Argentina, dopo un forte rimbalzo dell'economia reale nel 2021, il PIL ha registrato un aumento stimato del 5,4%. L'accordo con il Fondo Monetario Internazionale ha ridotto diverse incertezze intorno alle politiche macroeconomiche di breve termine. Tuttavia, l'inflazione in costante aumento durante l'anno, 70,7% su base annuale, e il divario tra il tasso di cambio ufficiale e il tasso di cambio parallelo hanno profondamento pesato sui consumi, sugli investimenti privati e sull'attrattività estera del Paese.

%	Inflazione		
	2022	2021	2022-2021
Italia	**8,7**	**2,0**	**6,7**
Spagna	8,3	3,0	5,3
Russia	13,8	6,7	7,1
Romania	12,0	4,1	7,9
India	6,7	5,1	1,6
Sudafrica	6,9	4,5	2,4
Argentina	70,7	48,1	22,6
Brasile	9,3	8,3	1,0
Cile	11,6	4,5	7,1
Colombia	10,2	3,5	6,7
Messico	7,9	5,7	2,2
Perù	7,9	4,0	3,9
Stati Uniti	8,0	4,7	3,3
Canada	6,8	3,4	3,4

%	PIL	
	2022	2021[(1)]
Italia	**3,8**	**6,7**
Spagna	5,3	5,5
Portogallo	6,7	5,5
Grecia	4,8	8,2
Argentina	5,4	10,4
Romania	4,4	5,3
Russia	-2,9	4,8
Brasile	3,0	5,3
Cile	2,8	11,9
Colombia	7,8	10,7
Messico	3,1	4,9
Perù	2,9	13,6
Canada	3,3	5,0
Stati Uniti	2,1	6,0
Sudafrica	2,4	4,9

(1) I dati del 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

	2022	2021	2022-2021
Euro/Dollaro statunitense	1,05	1,18	-12,38%
Euro/Sterlina britannica	0,85	0,86	-1,18%
Euro/Franco svizzero	1,00	1,08	-8,00%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	131,55	109,85	16,50%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,30	1,25	3,85%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,44	1,33	7,64%
Dollaro statunitense/Rublo russo	69,80	73,71	-5,60%
Dollaro statunitense/Peso argentino	130,87	95,16	27,29%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,16	5,40	-4,65%
Dollaro statunitense/Peso cileno	873,60	760,72	12,92%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.261,77	3.747,97	12,06%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,83	3,88	-1,31%
Dollaro statunitense/Peso messicano	20,11	20,29	-0,90%
Dollaro statunitense/Lira turca	16,58	8,90	46,32%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	78,63	73,93	5,98%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	16,37	14,79	9,65%

Il settore dell'energia

Il contesto energetico

Il mercato delle commodity

Nel 2022 il mercato del gas europeo ha registrato un elevata volatilità, determinata dallo scoppio del conflitto russo-ucraino e dal conseguente inasprirsi dei rapporti tra Unione Europea e Russia. In media il riferimento TTF è cresciuto di oltre il 160% rispetto al 2021, a causa dell'incertezza sui flussi provenienti dalla Russia, che si sono via via assottigliati durante il corso dell'anno, fino alla chiusura a inizio settembre di North Stream 1, principale pipeline che serviva il mercato europeo. Durante l'anno sono stati raggiunti veri e propri massimi storici (oltre 300 €/MWh nel mese di agosto). L'Unione Europea, per fronteggiare questa crisi, ha introdotto una serie di azioni, tra cui soglie minime di riempimento degli stoccaggi e cap al prezzo del gas. In particolare, il raggiungimento di alte percentuali di stoccaggi (superiori al 90%) prima della stagione invernale, unita a temperature miti nei mesi di novembre e dicembre, ha determinato una forte riduzione dei prezzi del gas europeo negli ultimi mesi del 2022.

Il rialzo dei prezzi del gas, unito a diversi bottleneck lungo la catena del valore, ha determinato a sua volta l'incremento dei prezzi del carbone, che nel 2022 hanno raggiunto una media di 290 $/t. Gli elevati prezzi del gas hanno infatti reso più conveniente la generazione a carbone, incrementandone il consumo.

Nella prima parte del 2022 il mercato petrolifero ha registrato una marcata crescita dei propri indici, dovuta all'ottimismo per la ripresa dell'attività economica, in un contesto in cui l'offerta sembrava crescere a rilento rispetto alla domanda. Durante il primo semestre 2022 il prezzo del Brent, riferimento per il petrolio europeo, ha ripetutamente superato i 120 $/bbl, registrando un valore medio di 104 $/bbl. A partire dal mese di luglio si è osservata invece una controtendenza degli indici di prezzo, che hanno incominciato a diminuire a causa della minore domanda, dovuta al rallentamento dell'attività economica. In media nel 2022 il prezzo del Brent si è attestato a circa 99 $/bbl, registrando un aumento del 39% rispetto al 2021.

		2022	2021	2022-2021
Brent	$/bbl	99	71	39,4%
API2	$/t	290	120	-
TTF	€/MWh	120	46	-
CO_2	€/t	81	53	52,8%
Rame	$/t	8.831	9.310	-5,1%
Alluminio	$/t	2.706	2.472	9,5%
Carbonato di litio	$/t	71.640	18.645	-
Polisilicio	$/t	35.589	25.331	40,5%

In aumento anche le quotazioni dell'ETS CO_2, cresciuto di oltre il 50% rispetto all'anno precedente, nonostante il rallentamento dell'attività economica nel quarto trimestre abbia influito negativamente sull'indice. In generale, nonostante alcune incertezze sul futuro regolatorio di questa commodity, nel 2022 l'Unione Europea ha confermato che L'ETS è principale strumento di policy a disposizione nella lotta al cambiamento climatico. Questo di fatto ha reso la commodity molto resiliente agli shock di mercato, come già osservato negli anni precedenti.

Come accaduto nel 2021, anche il 2022 per il comparto dei metalli è stato un anno caratterizzato da una forte volatilità, sebbene con dinamiche chiaramente differenti. La prima metà dell'anno, con lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, è stato caratterizzato da forti rialzi dei prezzi e spike improvvisi, principalmente per metalli quali alluminio e Nichel, trainati dai timori di possibili criticità lato fornitura e da una generale tensione sui mercati delle materie prime. Nella seconda metà dell'anno, invece, a dominare è stato il timore per le prospettive di crescita nel breve periodo.

La Cina è stata protagonista anche nel 2022 nel condizionare gli equilibri dei mercati energetici e delle materie prime. Nei primi mesi dell'anno a dominare sono state le criticità lato supply chain, con i blocchi dei porti cinesi, sia in ingresso sia in uscita, causati dal perdurare dei problemi di gestione del COVID, che hanno spinto a livelli record i prezzi dei container e delle spedizioni internazionali, pesando con essi sui prezzi dei metalli. A seguito dell'allentamento delle criticità logistiche, sono stati i timori di rallentamento della crescita a pesare sulla domanda e quindi sui prezzi, anche per il gigante asiatico, con difficoltà riscontrate in particolare dal comparto delle costruzioni.

Il rame, per la propria natura di metallo molto correlato con l'andamento dell'attività economica, può rappresentare un esempio eccellente per descrivere le due differenti dinamiche di prezzo alle quali abbiamo assistito nel 2022. I prezzi del metallo rosso, infatti, si sono mantenuti a livelli storicamente molto elevati fino a giugno, con una media dei primi cinque mesi superiore ai 9.900 $/t (da fine febbraio ad aprile i prezzi sono rimasti stabilmente sopra i 10.000 $/t), per poi invertire la tendenza e portarsi a una media di circa 8.000 $/t per il resto dell'anno (toccando il minimo di circa 7.100 $/t a metà luglio, valore che non si vedeva da fine 2020).

Per quanto riguarda invece i metalli più correlati con le tecnologie rinnovabili, quali i metalli per le batterie (litio) o il polisilicio, le dinamiche sono state nettamente differenti. In scia a quanto avvenuto nel 2021, abbiamo assistito a prezzi in continua ascesa durante tutto l'arco dell'anno, trascinati da fondamentali di mercato che sono rimasti tesi e in particolare da una domanda dal settore EV, ed energetico in generale, che ha continuato ad accelerare, nonostante i timori di crescita globale. Come esempio, i prezzi del carbonato di litio in Cina hanno mantenuto una media superiore ai 70.000 $/t, passando da circa 40.000 $/t a gennaio, fino a circa 80.000 $/t negli ultimi mesi dell'anno. Tutto ciò a testimoniare una domanda di tecnologia green e materiali relativi che continua a essere molto forte e le cui prospettive non sembrano rallentare. Per il prossimo futuro le previsioni sono comunque di allentamento delle tensioni sui prezzi anche di queste materie prime, in particolare grazie all'ingresso di nuova fornitura sul mercato.

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica[1]

TWh

	2022	2021	2022-2021
Italia	**315,5**	**318,1**	**-0,8%**
Spagna[2]	250,1	255,8	-2,2%
Romania	57,5	62,3	-7,7%
Argentina	145,1	136,4	6,4%
Brasile	610,3	608,9	0,2%
Cile	83,2	81,5	2,1%
Colombia	76,9	73,7	4,3%

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

In Europa, a causa dei prezzi elevati, si è registrata una flessione dei consumi di energia elettrica nel 2022, specialmente nel comparto industriale.
Nei primi sette mesi dell'anno, in Italia, la domanda elettrica è risultata superiore allo stesso periodo del 2021, subendo tuttavia un forte rallentamento nell'ultima parte dell'anno per tensioni nei mercati energetici e in particolare per il forte rialzo dei prezzi dell'energia elettrica che ha causato un rallentamento delle attività industriali e di conseguenza dei consumi elettrici. La domanda elettrica italiana ha chiuso il 2022 con una crescita negativa del -0,8% rispetto al 2021. Più marcata la diminuzione registrata in Spagna, pari al 2,2%, a causa del rallentamento nei settori industriale e terziario, unito a temperature più miti. In forte calo anche la domanda in Romania, che registra un -7,7% rispetto all'anno precedente.
In controtendenza i Paesi dell'America Latina, in cui la domanda elettrica è risultata in crescita rispetto al 2021. Particolarmente sostenuta è stata la crescita registrata in Argentina (+6,4%) e in Colombia (+4,3%), mentre incrementi più modesti sono stati quelli dei consumi cileni (+2,1%) e brasiliani (+0,2%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2022 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2022-2021	Prezzo medio peakload 2022 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2022-2021
Italia	**303,1**	**178,0**	**337,7**	**198,0**
Spagna	167,7	56,0	169,0	48,4

Rispetto al 2021, i prezzi dell'energia elettrica in Italia e Spagna sono fortemente aumentati, a causa delle dinamiche rialziste registrate durante l'anno sui mercati delle commodity.
In particolare, il forte aumento del prezzo del gas, congiuntamente a una minor produzione idroelettrica e all'estesa manutenzione degli impianti nucleari francesi, ha portato il prezzo dell'energia in Italia ad aumentare del 140% rispetto all'anno precedente. Più contenuto l'aumento in Spagna (50%), grazie alla maggiore produzione rinnovabile e alle misure regolatorie introdotte per limitare gli effetti dell'aumento dei prezzi del gas.
Anche per i prezzi al consumo del kWh è stato registrato un forte aumento rispetto al 2021, a seguito delle dinamiche registrate sui mercati energetici. Di seguito la tabella che riepiloga i prezzi dei mercati finali per i principali segmenti di consumo.

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2022	2021	2022-2021
Mercato finale (residenziale)[1]			
Italia	0,2671	0,1596	67,4%
Romania	0,1688	0,1148	47,0%
Spagna	0,2579	0,1618	59,4%
Mercato finale (industriale)[2]			
Italia	0,2483	0,1162	-
Romania	0,1701	0,0910	86,9%
Spagna	0,1946	0,0855	-

(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.

Domanda di gas naturale

Miliardi di m³				
	2022	2021	2022-2021	
Italia	**67,5**	**75,0**	**(7,5)**	**-10,0%**
Spagna	31,3	32,5	(1,2)	-3,7%

Il forte incremento dei prezzi del gas, da un lato, e il conseguente impegno delle istituzioni europee a diminuire il consumo di questa materia prima, dall'altro, hanno determinato una forte contrazione della domanda nei Paesi più dipendenti dal gas russo, *in primis* l'Italia, in cui i consumi sono diminuiti del 10% rispetto al 2021. Decisamente meno marcata la diminuzione registrata in Spagna (-3,7%), in cui la forte disponibilità di fonti alternative (GNL e gasdotti dal nord Africa), unita alla scarsa interconnessione con il resto del continente europeo e alle politiche adottate per calmierare i prezzi del gas in anticipo rispetto ad altri Paesi europei, ha portato a una dinamica di prezzo decisamente meno esplosiva.

In Italia, la domanda rispetto al 2021 è diminuita del 10%; osservando il consumo nei singoli settori, si percepisce un calo particolarmente forte nelle reti di distribuzione (13,8%), principalmente a causa delle temperature più miti registrate nel quarto trimestre, e nell'industria (-15%), a causa del forte aumento dei prezzi di mercato. Meno marcata, ma comunque significativa, la diminuzione registrata nel settore termoelettrico (-3,1%).

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m³				
	2022	2021	2022-2021	
Reti di distribuzione	28,8	33,4	(4,6)	-13,8%
Industria	11,9	14,0	(2,1)	-15,0%
Termoelettrico	25,1	25,9	(0,8)	-3,1%
Altro(1)	1,7	1,7	-	-
Totale	**67,5**	**75,0**	**(7,5)**	**-10,0%**

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

Scenari di transizione energetica e cambiamento climatico

Il contesto competitivo e di transizione

Il contesto competitivo

In un anno contrassegnato dalla crisi energetica e dal conflitto militare tra Russia e Ucraina con impatti significativi sul contesto in cui hanno operato le aziende energetiche, il settore delle utility ha mostrato complessivamente resilienza sui mercati finanziari, anche in ragione dei passi concreti messi in atto negli anni verso un contributo fattivo nel percorso di transizione energetica.
Nel 2022 i mercati e i business nei quali il Gruppo è presente hanno segnato elementi di progresso verso la transizione energetica, e sono stati interessati da processi di crescente competizione e di evoluzione in campo tecnologico e di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese.
Le opportunità di business che la transizione energetica sta determinando e il riposizionamento strategico di alcune industrie verso obiettivi di crescente sostenibilità fanno sì che il settore delle utility sia esposto a una crescente pressione competitiva. Il progresso della transizione energetica e il conseguimento degli obiettivi Net-Zero a livello globale sono infatti dipendenti da una forte accelerazione in termini di decarbonizzazione del mix produttivo e dell'elettrificazione dei consumi finali.

In particolare, nei settori della generazione, della commercializzazione dell'energia elettrica e dei servizi e prodotti a essa connessi, la competizione aumenta anche per il riposizionamento strategico di aziende che operano in settori contigui, quali quello automotive o delle tecnologie digitali. Se, da una parte, tali evoluzioni avranno un impatto sul livello di competizione, dall'altra offriranno nuove opportunità di business, nuovi value pool, sinergie e potenziali partnership.

Il contesto della transizione energetica

Definire una strategia solida e resiliente è di cruciale importanza per alimentare la creazione di valore per tutti gli stakeholder. In un mondo complesso e caratterizzato da rapidi cambiamenti, la valutazione dell'evoluzione del processo di transizione energetica è un input fondamentale per la definizione della strategia di Enel. Questa valutazione è particolarmente critica nel contesto attuale, caratterizzato, come spiegato nei capitoli precedenti, da una crescente tensione geopolitica, dalla volatilità dei prezzi del gas e dalle difficoltà nelle catene di approvvigionamento. Allo stesso tempo, gli obiettivi dell'Accordo di Parigi impongono un'accelerazione della transizione energetica, per limitare l'aumento del riscaldamento medio globale entro 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Secondo l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), "qualsiasi ulteriore ritardo nell'azione globale sull'adattamento e la mitigazione dei cambiamenti climatici mancherà una finestra di opportunità, che si sta chiudendo rapidamente, per garantire un futuro vivibile e sostenibile per tutti"[6]. Il recente World Economic Forum Annual Meeting[7] ha posto il tema della transizione energetica al centro dell'azione per il 2023 e per tutto il resto del decennio, invitando ad agire su capacità di investimento, misure pubbliche per l'implementazione degli obiettivi di lungo termine, infrastrutture idonee alla transizione e attuazione di percorsi di decarbonizzazione per le aziende.

Se da una parte la transizione energetica sta procedendo su un percorso di politiche disordinate ("disorderly transition"[8]) rispetto alle aspettative, dall'altra si assiste a una convergenza di istanze su sicurezza energetica, accessibilità e sostenibilità, che porta tutti – decisori politici, cittadini e aziende – nella stessa direzione, verso un'accelerazione del processo di clean electrification. In particolare, il conflitto Russia-Ucraina potrebbe portare a un'accelerazione dell'elettrificazione dei consumi e dello sviluppo di rinnovabili per ragioni di efficienza e sicurezza energetica. Secondo l'International Energy Agency (IEA)[9], siamo a un "punto di svolta storico verso un sistema energetico più pulito e più sicuro grazie alla risposta senza precedenti dei Governi di tutto il mondo" al conflitto e alla crisi energetica, tra cui l'Inflation Reduction Act negli Stati Uniti e il REPowerEU nell'Unione Europea, che si sommano ai risultati e agli obiettivi in termini di energia rinnovabile in Paesi come Cina e India.

La conseguenza è un'accelerazione della transizione energetica, evidente nei risultati degli ultimi anni e nell'avanzamento di nuove policy. La capacità rinnovabile addizionale aveva registrato un nuovo record nel 2021, aumentando del 6% a quasi 295 GW; le aspettative di crescita per il 2022 e il 2023 sono state riviste ancora al rialzo – nonostante le sfide legate alla catena di approvvigionamento, a ritardi nella costruzione e a prezzi più alti delle materie prime rispetto al passato – portando la capacità rinnovabile addizionale attesa a 320 GW (+8%), grazie al forte sostegno politico in Cina, Europa e America Latina. Si prevede che il fotovoltaico rappresenterà quest'anno il 60% dell'aumento della capacità rinnovabile globale con l'entrata in servizio di 190 GW, un incremento del 25% rispetto allo scorso anno[10].
Inoltre, gli alti prezzi dell'energia sottolineano i vantaggi di una maggiore efficienza energetica e stanno portando a cambiamenti di policy e comportamentali per ridurre il consumo di energia, anche attraverso l'elettrificazione dei consumi finali (diminuisce la richiesta di energia primaria grazie alla straordinaria efficienza del vettore elettrico). L'economia globale ha utilizzato l'energia in modo più efficiente del 2% nel 2022 rispetto al 2021, con un tasso di miglioramento quasi quattro volte superiore a quello degli ultimi due anni. Gli investimenti globali nell'efficienza energetica – come le ristrutturazioni edilizie, i trasporti pubblici e le infrastrutture per le auto elettriche – sono aumentati del 16% nel 2022 rispetto all'anno precedente[11].

Anche per la mobilità elettrica si è registrata una forte crescita: le auto elettriche in circolazione sono triplicate in soli tre anni, arrivando a oltre 16,5 milioni nel 2021, con un considerevole aumento delle vendite in Cina, Europa e Stati Uniti, supportate da ambiziose politiche (per es., in Europa il pacchetto "Fit for 55" include una misura per arrivare a 100% di vendite di veicoli elettrici entro il 2035)[12]. Anche nei mercati emergenti nel 2021 si è registrata una crescita consistente, come in America Latina dove in particolare il

(6) IPCC, 2022, AR6, WGII, Summary for Policymakers.
(7) Davos, 2023.
(8) Secondo la definizione del Network for Greening the Financial System, 2022, "Scenarios for central banks and supervisors".
(9) IEA, 2022, World Energy Outlook.
(10) IEA, 2022, Renewable Energy Market Update.
(11) IEA, 2022, Energy Efficiency.
(12) IEA, 2022, Global Electric Vehicle Outlook.

Cile ha fissato obiettivi importanti in termini di penetrazione della mobilità elettrica[13].
La transizione, quindi, sta segnando un cambio di passo, evidente nelle recenti proiezioni del sistema energetico a livello globale dell'IEA. Per la prima volta, uno scenario a politiche attuali (STEPS) dell'IEA vede un picco o un plateau per tutti i combustibili fossili, arrivando a un aumento di circa 2,5 °C della temperatura media globale entro il 2100. Lo scenario Announced Policies (APS) – più ambizioso rispetto allo scenario a politiche attuali perché comprensivo degli obiettivi climatici annunciati ma non ancora implementati dagli Stati, nonché degli impegni settoriali per specifiche industrie e degli obiettivi aziendali[14] – è invece associato a un aumento della temperatura media globale di circa 1,7 °C, compatibile con gli obiettivi minimi di Parigi, pur non raggiungendo Net-Zero al 2050 a livello globale.
Sebbene lo scenario APS faccia ben sperare sull'evoluzione del nostro sistema energetico, permane ancora un ampio divario tra le ambizioni di oggi e una stabilizzazione dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C: questo divario è legato, in larga misura, alla necessità di introdurre misure implementative degli obiettivi di lungo termine, che dovranno portare a un aumento sia dello sviluppo delle rinnovabili sia del tasso di elettrificazione dei consumi in tempi brevi. Tale considerazione è tanto più vera se si fa riferimento all'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi, vale a dire la stabilizzazione dell'aumento della temperatura media globale entro +1,5 °C, il cui raggiungimento richiede che Governi e imprese aumentino ulteriormente i loro obiettivi di decarbonizzazione e i cittadini partecipino attivamente al processo di transizione energetica, ricercando crescente efficienza e sostenibilità dei consumi energetici.

Cambiamento climatico e scenari di lungo termine

Enel promuove la trasparenza nella propria disclosure relativa al cambiamento climatico e lavora per mostrare ai propri stakeholder che sta affrontando il cambiamento climatico in modo diligente e determinato. Enel si è pubblicamente impegnata ad adottare le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board e a seguire tutti gli aggiornamenti pubblicati. Il Gruppo sta anche integrando le "Guidelines on reporting climate-related information" pubblicate dalla Commissione Europea nel giugno 2019, che, insieme alla TCFD e allo standard GRI, costituiscono il principale framework relativo alla divulgazione da parte del Gruppo delle tematiche legate al cambiamento climatico nel corso del 2021. In merito alle analisi di scenario, Enel è stata coinvolta in un gruppo di lavoro per sviluppare specifiche raccomandazioni a supporto dell'attuazione delle linee guida della TCFD su tale ambito. Il TCFD Advisory Council ha lavorato sugli scenari nel 2020 e da allora Enel è stata coinvolta in diverse iniziative riguardanti le analisi di scenario, condividendo la propria esperienza a supporto di un'implementazione sempre più diffusa e trasparente di tali pratiche in un numero crescente di aziende.

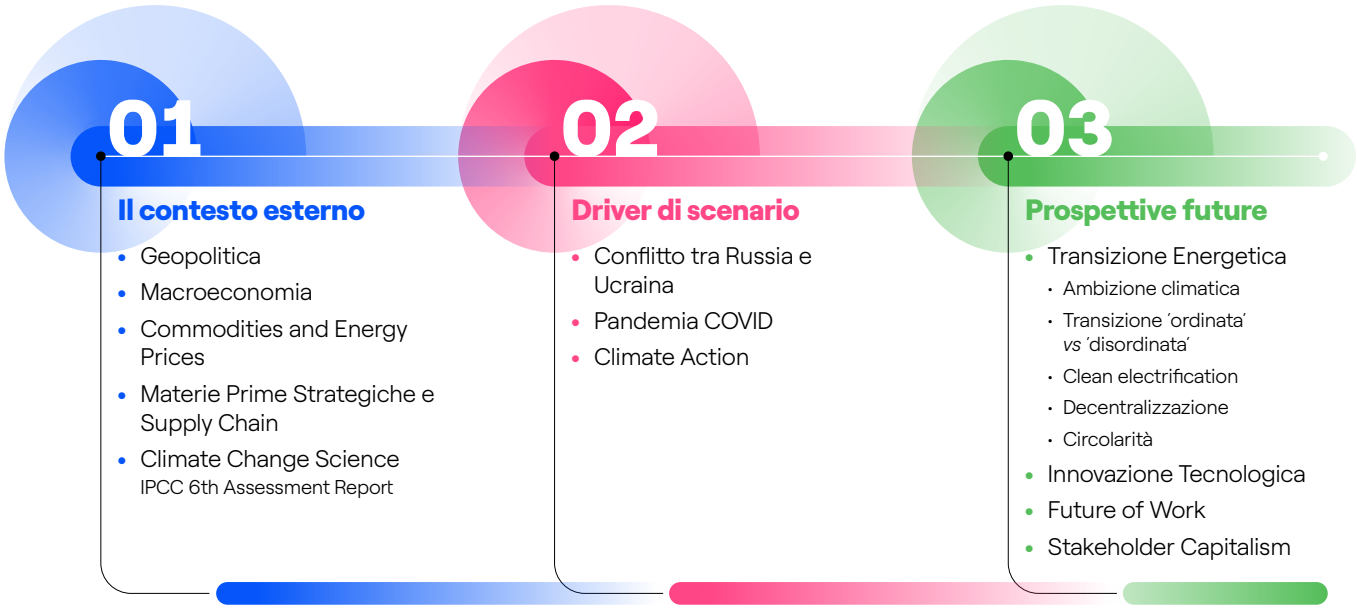
Analisi di scenario

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. La pianificazione tramite l'utilizzo di scenari si basa sulla definizione di "futuri alternativi", definiti da alcune variabili di incertezza chiave quale, per esempio, il raggiungimento degli obiettivi definiti nell'Accordo di Parigi. Rispetto a un approccio di forecasting, gli scenari offrono maggiore flessibilità e permettono di prepararsi ad affrontare rischi e cogliere opportunità. Infatti, l'approccio di forecasting prevede proiezioni basate su tendenze passate, che quindi non anticipano cambiamenti, né inglobano valutazioni di rischi o di incertezze. Invece, l'elaborazione di scenari permette di esplorare e modellare futuri plausibili alternativi, consentendo di disegnare diversi percorsi, tempistiche e opzioni, e in ultima analisi di supportare il processo decisionale strategico con l'obiettivo di massimizzare le opportunità e di mitigare i rischi. Questo aspetto è particolarmente rilevante in caso di potenziali disruption significative.

(13) La Strategia Nazionale per l'Elettromobilità pone l'obiettivo 100% zero-emissions vehicles nelle vendite di light-duty vehicles entro il 2030; 100% nei veicoli dei trasporti pubblici entro il 2035; 100% per i camion a lunga distanza entro il 2045.
(14) Gli impegni settoriali per specifiche industrie e gli obiettivi aziendali sono stati inclusi per la prima volta nello scenario APS nel 2022.

Analisi dei trend

Nell'ambito del processo per la definizione degli scenari Enel, i trend di medio e lungo termine sono stati identificati e analizzati in modo approfondito e i risultati dell'analisi confluiscono in un documento di sintesi della visione industriale a uso interno ("Industry View"). Tale documento, elaborato a supporto del processo decisionale e del Dialogo Strategico, fornisce una panoramica delle forze strutturali e delle macro-tendenze in atto, dei driver di scenario e di tecnologia e degli impatti attesi rispetto al settore in cui opera Enel. Rappresenta quindi una base di riferimento per la definizione di azioni volte a guidare, prevenire e adattarsi a cambiamenti ed evoluzioni sui business di riferimento, nonché a cogliere le opportunità a essi associate.



Scenario benchmarking

L'attività di benchmarking degli scenari energetici esterni rappresenta un punto di partenza fondamentale per costruire scenari interni robusti. Esistono molti scenari energetici di transizione, globali, regionali e nazionali, pubblicati da vari provider e progettati per una vasta gamma di scopi, dalla pianificazione governativa e policy-making al supporto dei processi decisionali aziendali. L'attività di benchmarking consiste nell'analisi degli scenari prodotti da enti e organizzazioni esterne al fine di confrontarne i risultati in termini di mix energetici, trend emissivi e scelte tecnologiche, e di identificare per ciascuno di essi i principali driver della transizione energetica.

In Enel l'attività di benchmarking degli scenari esterni di transizione energetica comprende i seguenti step.

1. **Analisi del contesto degli scenari globali e nazionali per i Paesi di presenza.** L'analisi degli scenari, oltre che dallo studio dei report e dei dataset, è supportata da un dialogo costante con gli analisti dei principali provider di scenari, che si sostanzia in incontri di approfondimento organizzati ad hoc per il Gruppo e in attività di peer review sui loro principali report.

Gli scenari energetici globali sono tipicamente classificati per famiglie di scenario in funzione del livello di ambizione climatica.

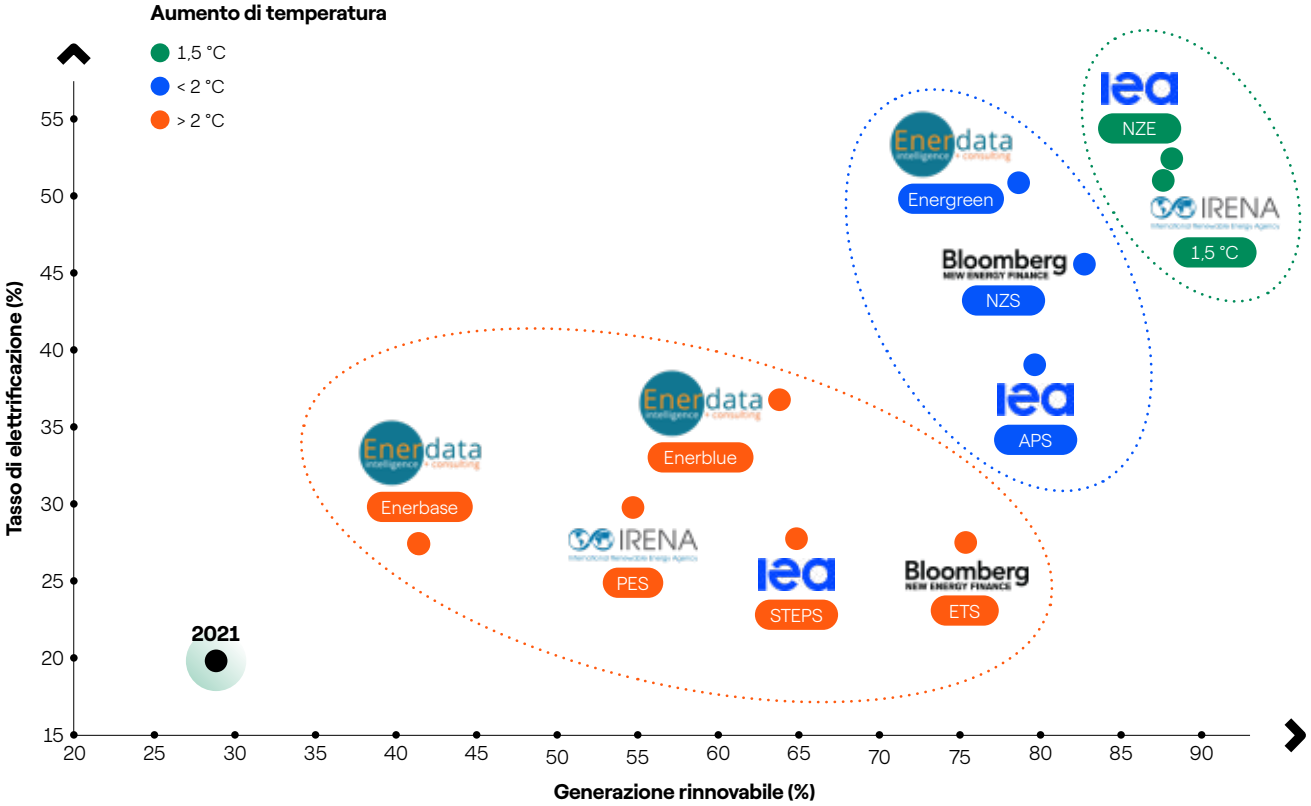
- *Business as Usual/Stated Policies*: scenari energetici basati su business as usual/politiche attuali. Forniscono un punto di riferimento conservativo per il futuro, rappresentando l'evoluzione del sistema energetico in mancanza di politiche climatiche ed energetiche aggiuntive. Questi scenari attualmente non arrivano a raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.
- *Paris Aligned*: scenari energetici allineati all'Accordo di Parigi, ovvero che includono un obiettivo di contenimento dell'aumento di temperatura media globale "ben al di sotto di 2 °C" rispetto ai livelli preindustriali. Per raggiungere tale obiettivo, gli scenari di questa categoria considerano nuove e più ambiziose politiche per la decarbonizzazione, l'elettrificazione degli usi finali e per lo sviluppo delle rinnovabili.
- *Paris Ambitious*: scenari energetici globali che tracciano un percorso verso emissioni nette zero entro il 2050, coerente con l'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi, ovvero la stabilizzazione dell'aumento

della temperatura media globale entro 1,5 °C, seppur con diversi intervalli di probabilità.

Questa classificazione di famiglie di scenari è, tra l'altro, il risultato di un lavoro sviluppato negli anni e arricchito nel 2021 tramite la collaborazione a un gruppo di lavoro coordinato dal World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), cui ha preso parte Enel. Il progetto ha avuto lo scopo di elaborare un approccio comune e trasparente all'uso di scenari pubblici da parte di aziende del sistema energetico e supportarle nell'utilizzo degli stessi per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati all'evoluzione del clima, in modo coerente con la TCFD. Il risultato finale di questo lavoro, terminato ad agosto 2022, è composto da: (i) un report dove si fornisce il contesto sugli scenari energetici e si descrive la definizione condivisa delle famiglie di scenari e (ii) una piattaforma online che raccoglie le variabili di una molteplicità di scenari.

2. **Raccolta dei dati, analisi degli stessi e identificazione dei driver di scenario e della transizione energetica.** La raccolta dati riguarda tutte le principali metriche del sistema energetico, tra cui, a titolo di esempio: energia primaria, energia finale totale e settoriale, capacità elettrica totale e per tecnologia, generazione elettrica totale e per tecnologia, produzione di idrogeno e di quale "colore", flotta di veicoli elettrici ecc. L'analisi dei dati ha portato alla comprensione per ciascun provider degli elementi chiave degli scenari *Business as Usual/Stated Policies* e all'identificazione dei driver che portano a un'accelerazione della transizione energetica negli scenari *Paris Aligned* e *Paris Ambitious*. A titolo esemplificativo, confrontando tasso di elettrificazione e share di rinnovabili nei vari scenari appare evidente il pieno consenso tra gli analisti energetici che i driver principali per il raggiungimento di obiettivi climatici più ambiziosi siano il processo di elettrificazione degli usi finali e l'aumento di generazione elettrica da fonti rinnovabili, sia nel medio sia nel lungo termine. In particolare, negli scenari che tendono verso il contenimento dell'aumento della temperatura media globale a 1,5 °C il tasso di elettrificazione dei consumi sale a oltre il 50% al 2050, rispetto al 20% nel 2021[15]; inoltre, la quota di generazione rinnovabile dovrà raggiungere almeno l'88% del mix elettrico mondiale, rispetto al 28% nel 2021[16].

Scenari globali di transizione al 2050



Fonte grafico: elaborazione interna basata su IEA (2022), World Energy Outlook; BNEF (2022), New Energy Outlook; IRENA (2022), World Energy Transition Outlook; Enerdata (2022), EnerFuture.

(15) IEA, 2022, WEO: 52%; IRENA, 2022, World Energy Transition Outlook: 51%.
(16) IEA, 2022, WEO, Net Zero Scenario: 52%; IRENA, 2022, World Energy Transition Outlook: 51%.

3. **Predisposizione di un documento di sintesi dell'analisi dei dati e rappresentazione digitale delle principali metriche degli scenari esterni, quale supporto informativo per il management nel processo decisionale del framework di scenario del Gruppo.** I risultati delle attività di cui ai punti precedenti vengono sintetizzati in un documento a supporto del top management. All'interno del documento, gli scenari dei provider esterni analizzati sono raggruppati secondo le famiglie di scenario sopra descritte e per ciascuna famiglia sono rappresentati gli elementi di convergenza e gli elementi sui quali non vi è pieno consensus tra i provider. Tale documento, insieme agli strumenti digitali messi a punto internamente per visualizzare i diversi scenari, costituisce un supporto informativo per il top management per la selezione del framework di scenario.

Uno scenario climatico, più scenari di transizione energetica

Uno scenario di transizione energetica rappresenta una possibile evoluzione del contributo delle diverse fonti energetiche in uno specifico contesto economico, sociale, regolatorio, di policy, e in funzione delle opzioni tecnologiche disponibili. Le assunzioni macroeconomiche e sociali determinano la domanda di servizio, mentre i vincoli regolatori, di policy e di costo definiscono il mix ottimale di tecnologie per soddisfare tale domanda. A ciascuno scenario è associato un trend di emissioni di gas serra.
Un determinato risultato di lungo periodo in termini di aumento della temperatura media globale può essere invece associato a differenti trend di emissioni di gas serra e pertanto a più di uno scenario di transizione. Infatti, ogni scenario energetico è associato, in maniera più o meno stringente, a una specifica traiettoria climatica definita dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) e di conseguenza a un range di incremento della temperatura media globale, stimata con un certo grado di probabilità in un arco temporale definito[17]. A loro volta, diversi aumenti della temperatura terrestre mondiale al 2100 (e, quindi, diversi scenari futuri di surriscaldamento globale) modificano l'andamento anche delle altre variabili climatiche (precipitazioni, vento ecc.), causando variazioni nell'intensità e nella frequenza dei fenomeni fisici (ondate di calore, piogge estreme ecc.). Occorre sottolineare che questi cambiamenti riguardano l'intero globo, ma i fenomeni si manifestano in maniera differenziata a livello regionale e locale.

Ciò premesso, uno scenario globale energetico è allineato all'Accordo di Parigi quando il risultato complessivo, in termini di trend di emissioni di gas serra, è associabile a un incremento di temperatura media globale in linea con l'obiettivo di mantenere "l'aumento della temperatura media mondiale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali" e di proseguire "l'azione volta a limitare tale aumento a 1,5 °C"[18].

Gli scenari Enel di lungo termine

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

- lo "scenario di transizione energetica" descrive come produzione e consumo di energia evolvono nei vari settori in uno specifico contesto economico, sociale, di policy e regolatorio;
- le tematiche connesse ai trend futuri delle variabili climatiche (in termini di frequenza e intensità di fenomeni acuti e cronici) definiscono il cosiddetto "scenario fisico".

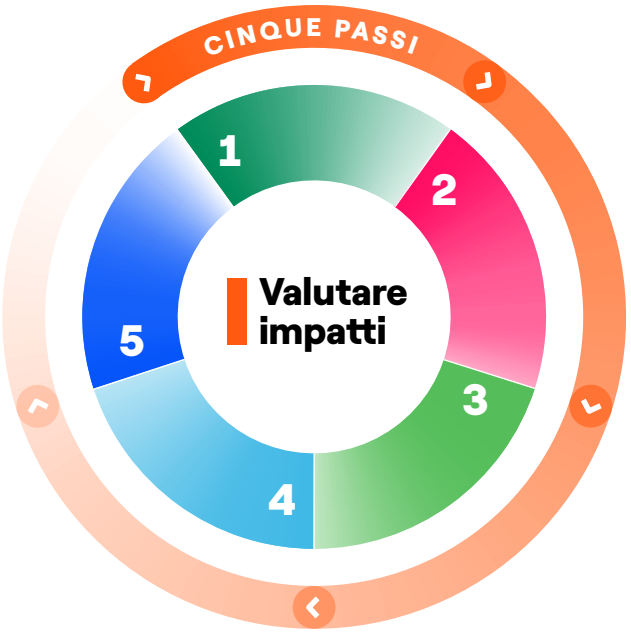
(17) Per esempio, lo scenario SSP1-2.6 (che include le assunzioni dello scenario SSP1 e delle proiezioni climatiche RCP 2.6) considera una riduzione delle emissioni più lenta, con il raggiungimento delle emissioni nette nulle nella seconda metà del secolo, ed è associato a una stima dell'incremento medio della temperatura globale di 1,8°C al 2081-2100 (best estimate), che sarà molto probabilmente compreso nell'intervallo 1,3°C-2,4°C (very likely range).
(18) Accordo di Parigi, traduzione in italiano pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01).

	Granularità e copertura geografica estesa	Metriche prospettiche e KPI	Automatizzazione e tecniche analitiche avanzate	Integrazione delle interdipendenze	Database aperti disponibili per gli stakeholder
Macroeconomia e finanza	**Oltre 150 Paesi monitorati** per analisi di Country Risk e scenari macroeconomici finanziari	Monitoraggio aspettative di mercato e **sensitivity analysis** su nuovi paradigmi sociali e tecnologici	**Modelli di equilibrio generale** e tecniche di **machine learning** per gestione **big data**	Inclusione **effetti sociali-ambientali** nelle analisi per quantificare le ricadute delle azioni intraprese (per es., TSI)	Aggiornamenti periodici in **piattaforme interattive** con ottimizzazione per l'**analisi grafica**
Energia	**Ampia copertura** di indicatori di mercato e geografici e focus **aree di partenza**	Monitoraggio trend domanda elettrica e volatilità dei prezzi. Con studio **impatti regolatori e transizione**	Modelli econometrici e **reti neurali** per la formulazione di previsioni	Impact analysis con **variabili esogene** (macroeconomiche e climatiche)	Sviluppo di un **database integrato** e aggiornato automaticamente
Clima	Dati di scenario climatico disponibili con **copertura worldwide ad alta risoluzione**	**Metriche standard e/o costruite *ad hoc*** per la valutazione dei **fenomeni** di interesse **negli scenari futuri**	**Analytics** e **machine learning** per la gestione di **big data georeferenziati** su **ambienti cloud scaricabili**	Integrazione di dati di **exposure** (per es., densità demografica, localizzazione/valore asset)	**Piattaforme di condivisione, visualizzazione e download** dei risultati
Modelli di sistemi integrati	Principali Paesi di interesse per Enel. Sviluppati per gestire i **modelli di business integrati**	Elaborazione di scenari per settore economico in grado di fornire trend di **elettrificazione ed efficienza**	Utilizzo di modelli di sistema in grado di ottimizzare l'utilizzo delle tecnologie per **minimizzare emissioni e costi**	Gestione integrata sia dell'**offerta** sia della **domanda di energia**	**Database tecnologico** per ogni singolo servizio: tipologie di auto elettriche, pompe di calore ecc.

L'acquisizione e l'elaborazione della grande mole di informazioni e dati necessari alla definizione degli scenari, nonché l'individuazione delle metodologie e delle metriche necessarie a interpretare fenomeni complessi e – nel caso degli scenari climatici – ad altissima risoluzione, richiedono un continuo dialogo sia con i riferimenti interni di Enel sia con quelli esterni. Per valutare gli effetti dei fenomeni di transizione e fisici sul sistema energetico, per esempio, il Gruppo si avvale di modelli che, per ogni Paese analizzato, descrivono il sistema energetico tenendo conto delle specificità a livello tecnologico, socio-economico, di policy e regolatorio.

Nel 2022, al fine di facilitare la collaborazione trasversale, a livello globale e locale, alla definizione degli scenari fisici e di transizione energetica, garantendo un costante allineamento con i requisiti della TCFD, sono state istituite due community interne trasversali alle funzioni aziendali dedicate agli scenari fisici e a quelli di transizione, principalmente volte a discutere e definire le analisi di contesto, di benchmark e le ipotesi relative agli scenari di lungo termine, identificare le categorie rilevanti d'impatto e sviluppare metodi per la loro valutazione a supporto della definizione delle azioni strategiche e industriali.

L'adozione degli scenari descritti e la loro integrazione nei processi aziendali tengono conto delle linee guida della TCFD ed è un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connessi al cambiamento climatico. Il processo che traduce i fenomeni di scenario in informazioni utili alle decisioni industriali e strategiche può essere sintetizzato in cinque passi:



1
Identificazione dei trend e dei fenomeni rilevanti per il business (per es., elettrificazione dei consumi, ondate di calore ecc.)

2
Sviluppo di funzioni **link** tra scenari climatici/di transizione e variabili operative

3
Individuazione dei **rischi** e delle **opportunità**

4
Calcolo impatti sul business (per es., Δ Margini, danni, Capex)

5
Azioni strategiche: definizione e implementazione (per es., capital allocation, piani resilienza)

Gli scenari Enel di transizione energetica

Lo scenario di transizione energetica descrive come produzione e consumo di energia evolvono in uno specifico contesto geopolitico, macroeconomico, regolatorio, competitivo e in funzione delle opzioni tecnologiche disponibili; a esso corrispondono un trend di emissioni di gas serra e uno scenario climatico e, quindi, un certo aumento di temperatura entro fine secolo rispetto ai valori preindustriali. Va precisato che a fronte delle emissioni di anidride carbonica lo scenario che si realizzerà non è deterministico. Anche l'IPCC comunica sempre per ogni scenario climatico sia valori mediani di global warming al 2100 sia il very likely range (cioè l'intervallo composto dai percentili 5°-95°).
Le principali assunzioni considerate nella definizione degli scenari di transizione energetica Enel riguardano:

- le policy e i provvedimenti regolatori locali per contrastare il cambiamento climatico, aumentare la sicurezza energetica e promuovere uno sviluppo sostenibile, quali per esempio le misure per ridurre le emissioni di anidride carbonica e il consumo di combustibili fossili, e per incrementare l'efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi e la quota di generazione elettrica rinnovabile;
- il contesto globale macroeconomico ed energetico (per es., in termini di prodotto interno lordo, popolazione e prezzo delle commodity), considerando tra l'altro benchmark internazionali;
- l'evoluzione delle tecnologie di produzione, conversione e consumo di energia, in termini sia di parametri tecnici di funzionamento sia di costi.

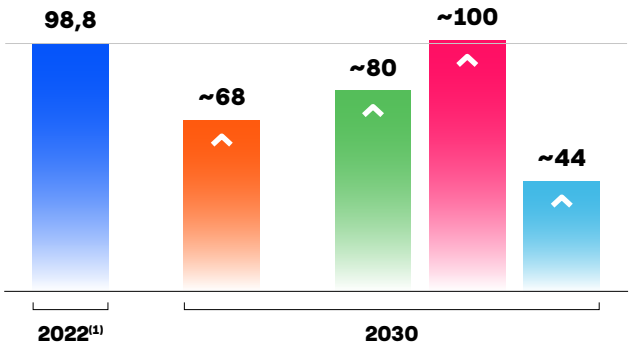
Nel 2022 Enel ha rivisto il framework di scenari di transizione energetica di medio-lungo termine, definendo narrative di scenario in funzione di tre principali "signpost" di scenario, ovvero i principali driver di incertezza rispetto all'evoluzione macroeconomica ed energetica: il raggiungimento degli obiettivi di Parigi, l'evoluzione delle tensioni geopolitiche con riferimento al conflitto Russia-Ucraina e la gestione della pandemia di COVID.
Lo scenario di riferimento per la pianificazione di lungo termine del Gruppo, denominato scenario *P*aris, è quindi uno scenario:

- *Paris Aligned*, che prevede il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, ovvero un incremento della temperatura media globale rispetto ai livelli preindustriali al di sotto di 2 °C, prevedendo pertanto un livello di ambizione climatica più elevato rispetto al business as usual ma senza assumere necessariamente il raggiungimento a livello globale dell'obiettivo Net-Zero al 2050, visto l'attuale livello di ambizione cumulata a livello globale;
- in cui si assume che le tensioni geopolitiche esacerbate dal conflitto Russia-Ucraina abbiano effetti prolungati, determinando un'accelerazione su elettrificazione e rinnovabili, e un maggior ricorso a LNG, per incrementare il livello di sicurezza degli approvvigionamenti nel mutato contesto, soprattutto a livello europeo;
- caratterizzato da una aspettativa di COVID contenuto o endemico, con un alto tasso di vaccinazioni e senza la necessità di lockdown su larga scala.

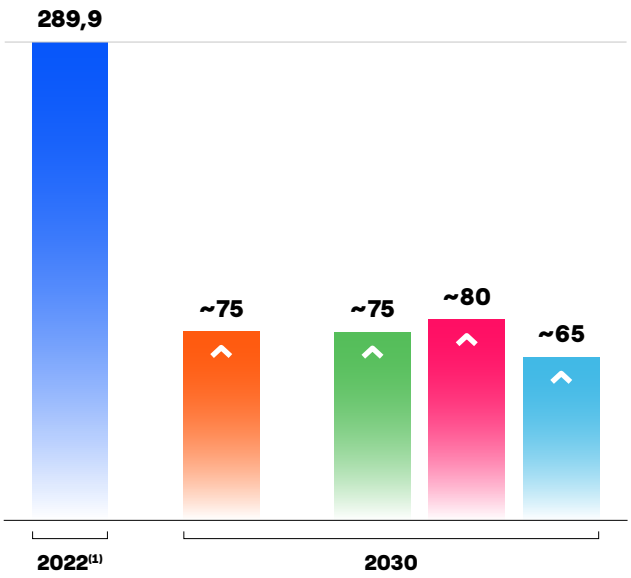
Per quanto riguarda l'ambizione climatica che caratterizza lo scenario di riferimento, si suppone una crescente elettrificazione dei consumi e un ulteriore sviluppo delle rinnovabili, anche a seguito delle politiche implementate per la sicurezza energetica (per es., REPowerEU, Inflation Reduction Act negli Stati Uniti). In questo scenario, a livello globale, Governi, imprese, organizzazioni e cittadini partecipano efficacemente al comune sforzo di mitigazione delle emissioni di gas serra.
Rispetto alla possibilità di assumere come scenario di riferimento per la pianificazione di lungo termine il raggiungimento dell'obiettivo più sfidante dell'Accordo di Parigi, ovvero di stabilizzare la temperatura media globale entro +1,5 °C, permane evidentemente l'incertezza che alcuni Paesi potrebbero mantenersi su traiettorie inerziali, ritardando il processo di decarbonizzazione verso emissioni nette zero entro il 2050.
Data questa premessa rispetto al contesto esterno, il Gruppo Enel opera un modello di business e ha definito linee guida strategiche di per sé in linea con il massimo dell'ambizione degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, ovvero coerente con un aumento della temperatura media globale di 1,5 °C al 2100, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Enel ha fissato un obiettivo al 2040 per raggiungere zero emissioni dirette (Scope 1), con una generazione di elettricità totalmente rinnovabile, e zero emissioni collegate all'attività di vendita al dettaglio di energia (Scope 3).

Le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity in input allo scenario di riferimento sono coerenti con gli scenari esterni che raggiungono gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. 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 marcata diminuzione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno nei prossimi anni alla luce di un riallineamento tra domanda e offerta a livello globale. Infine, si prevede una progressiva stabilizzazione del prezzo del petrolio, di cui stimiamo il picco di domanda intorno al 2030.

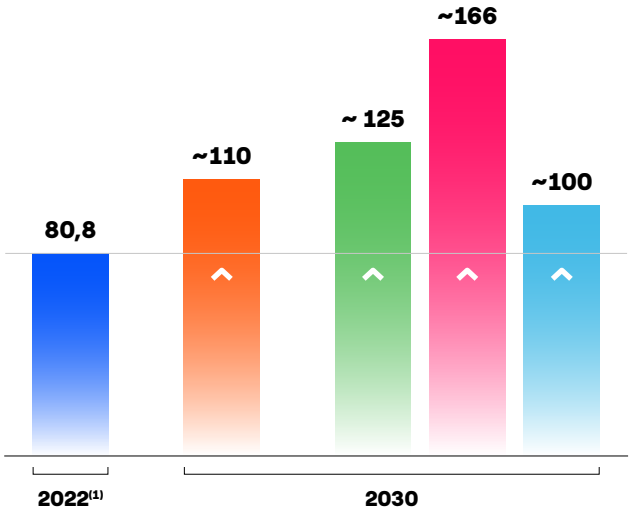
Brent ($/bbl)



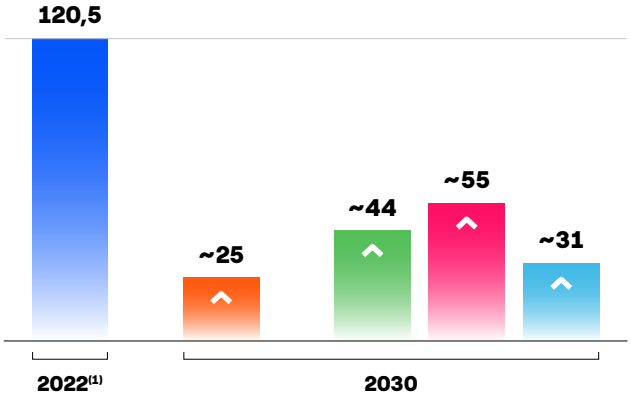
API2 ($/t)



CO_2 EU - ETS (€/t)



TTF (€/MWh)



Scenario Enel | Benchmark medio(2) Benchmark massimo Benchmark minimo

(1) Consuntivo.
(2) Fonte: IEA - Sustainable Development Scenario and Net Zero Scenario; BNEF; IHS green case scenario; Enerdata green scenario. 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.

Rispetto allo scenario di riferimento, sono stati definiti scenari alternativi in funzione del grado di ambizione climatica assunta a livello globale e locale: uno scenario *Slower Transition*, caratterizzato da una velocità di transizione più lenta, e uno scenario *Accelerated Transition*, caratterizzato da un incremento di ambizione rispetto allo scenario di riferimento, in particolare per quanto riguarda alcune variabili caratteristiche della transizione energetica, quali il tasso di elettrificazione dei consumi finali, la penetrazione di idrogeno verde o attitudini dei clienti finali verso modelli di consumo più sostenibili (per es., modal shift per quanto riguarda le modalità di trasporto pubblico/privato). Questi scenari vengono utilizzati per le sensitivity nelle valutazioni degli investimenti, gli stress test strategici, la valutazione dei rischi e l'identificazione di opportunità di business.

Scenari di transizione locale

Lo scenario di riferimento Enel – lo scenario *Paris* – copre tutte le geografie di presenza del Gruppo e prevede quindi un'ambizione climatica coerente con il raggiungimento dell'Accordo di Parigi, sostenuta da una crescente elettrificazione dei consumi finali di energia e dallo sviluppo di capacità rinnovabile.
La declinazione degli scenari a livello locale è stata impostata secondo due approcci complementari:

- nei principali Paesi di presenza è stato utilizzato un approccio "bottom up", mediante l'utilizzo di modelli fondamentali per la simulazione dell'equilibrio di lungo termine dell'intero sistema energetico, imponendo esplicitamente al sistema Paese un vincolo sull'evoluzione delle emissioni di CO_2. La valorizzazione delle variabili di scenario rilevanti per le attività del Gruppo (tra cui la domanda elettrica, il tasso di elettrificazione, la capacità rinnovabile e di generazione distribuita, il numero di veicoli elettrici e la produzione di idrogeno verde) è quindi determinata con l'ausilio di modelli dedicati con un orizzonte temporale fino al 2050, in un'ottica di minimizzazione dei costi per il sistema, imponendo un vincolo alle emissioni di CO_2;
- per il resto dei Paesi di interesse, le principali variabili di scenario sono state determinate attraverso analisi statistiche su dati interni e di consenso rispetto a scenari esterni allineati agli obiettivi dell'Accordo di Parigi, messi a disposizione da enti e provider nazionali e internazionali accreditati.

La definizione di scenari di transizione interni è motivata dalla necessità di disporre di maggiore flessibilità modellistica e di maggiore granularità geografica e operativa per le principali variabili che impattano i differenti business di Enel rispetto agli scenari che i principali provider esterni mettono a disposizione. Questi ultimi sono tipicamente delineati e resi pubblici su perimetri globali o regionali, con alcune eccezioni per Paesi di dimensioni particolarmente rilevanti, che solo raramente corrispondono ai Paesi di presenza o di interesse del Gruppo.

Europa, focus Italia e Spagna

Nello scenario *Paris*, i Paesi europei hanno un trend di decrescita delle emissioni coerente con il pacchetto europeo "Fit for 55" grazie a una maggiore elettrificazione dei consumi finali, supportata da un crescente contributo delle rinnovabili nel mix di generazione elettrica.

Italia

In Italia, lo scenario *Paris*, più ambizioso rispetto al piano nazionale in vigore (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, 2020), vede un aumento dell'elettrificazione al 30% al 2030 (rispetto al 22% del 2021), con un livello di generazione rinnovabile tale da soddisfare più del 70% della domanda elettrica (rispetto a circa il 55% previsto nel piano nazionale). Lo scenario *Slower Transition* è costruito ipotizzando di rimanere sostanzialmente ancorati all'attuale Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima in termini di ambizione nella riduzione delle emissioni, uno scenario macroeconomico meno ottimista rispetto allo scenario *Paris*, soprattutto nei primissimi anni, una maggiore pressione lato prezzi e approvvigionamenti di combustibili fossili e materie prime.
Lo scenario *Accelerated Transition* mantiene l'ambizione dello scenario *Paris* per quanto riguarda la decarbonizzazione, ipotizza una più efficace revisione dei processi autorizzativi degli impianti rinnovabili che porta a un leggero aumento del trend di installazioni, una più rapida riduzione dei costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde e una conseguente sua maggiore penetrazione nei settori hard-to-abate, a discapito dell'idrogeno, blu e grigio (idrogeno prodotto da gas, rispettivamente con e senza l'utilizzo di tecnologie CCS). In aggiunta, una maggiore attenzione da parte delle persone rispetto al cambiamento climatico favorisce comportamenti di maggiore "consapevolezza climatica" come lo shift modale nel settore dei trasporti (maggiore utilizzo di trasporto a basse emissioni, per es., trasporto pubblico).

Spagna

Per la Spagna, il livello di ambizione definito nel piano nazionale è in linea con il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi; in considerazione di ciò, lo scenario *Paris* prevede al 2030 un tasso di elettrificazione del 32% (rispetto al 24% al 2021) e uno sviluppo di capacità rinnovabile tale da portare a oltre l'80% la quota della domanda di elettricità soddisfatta con generazione rinnovabile (rispetto al 53% al 2021). Lo scenario alternativo *Slower Transition*, invece, assume un ritardo nelle politiche implementative per una maggiore penetrazione di rinnovabili e tecnologie elettriche, in particolare per quanto riguarda le auto private. Lo scenario *Accelerated Transition* mantiene l'ambizione dello scenario *Paris*, prevedendo una più rapida implementazione dei processi autorizzativi per le rinnovabili. In aggiunta, lo scenario presuppone un più alto incentivo all'elettrificazione degli edifici e una piena implementazione della strategia nazionale sull'idrogeno verde, che consente di accelerare la costruzione di impianti rinnovabili accoppiati a elettrolizzatori prima del 2030.

America Latina, focus Brasile e Cile

Brasile

Per il Brasile, lo scenario *Paris*, più ambizioso rispetto al piano nazionale in vigore (Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, 2022) in termini di riduzione di emissioni, vede un aumento dell'elettrificazione al 25% al 2030 (rispetto al 22% del 2021), con un livello di generazione rinnovabile tale da soddisfare più dell'88% della domanda elettrica (rispetto a circa l'82% previsto nel piano nazionale).
Lo scenario *Slower Transition* è costruito ipotizzando di seguire il trend crescente di emissioni dell'attuale piano nazionale, con minore espansione di impianti idroelettrici in favore di nuova capacità termica (gas) e uno scenario macroeconomico meno ottimista rispetto allo scenario Paris, soprattutto nei primissimi anni.
Lo scenario *Accelerated Transition* accresce l'ambizione dello scenario *Paris* per quanto riguarda la decarbonizzazione, ipotizzando un'accelerazione nella definizione del framework regolatorio per la costruzione di impianti eolici offshore, con conseguente maggiore sfruttamento del potenziale di questa tecnologia, una penetrazione di generazione solare distribuita più significativa e un maggiore sviluppo delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde.

Cile

Per quanto riguarda il Cile, lo scenario *Paris* è costruito in coerenza con lo scenario Net-Zero definito nel documento governativo PELP (Planificación Energética a Largo Plazo) in termini di riduzione delle emissioni, e include obiettivi ambiziosi relativi alla produzione ed esportazione di idrogeno verde. Analogamente allo scenario governativo, prevede la chiusura di tutte le centrali elettriche a carbone entro il 2035, un aumento della tassa sulla CO_2 e raggiunge livelli elevati di elettrificazione dei trasporti, tramite il divieto di vendita di veicoli convenzionali entro il 2040 e il vincolo di elettrificazione del 100% della flotta degli autobus urbani a partire dal 2040.
Lo scenario *Slower Transition* è caratterizzato da una transizione energetica più lenta, incentrata sull'applicazione delle misure e delle politiche attuali, meno ambiziose rispetto a quelle incluse nello scenario *Paris*.
Lo scenario *Accelerated Transition* raggiunge emissioni nette zero al 2050 e prevede, rispetto allo scenario *Paris*, una accelerazione del processo di elettrificazione di tutti i settori dell'economia, incluso il trasporto, anticipando al 2035 il divieto di vendita di veicoli convenzionali, un obiettivo più ambizioso in termini di esportazione dell'idrogeno verde, il 100% del mix di generazione elettrica soddisfatto da fonti rinnovabili entro il 2050, il phase out del carbone entro il 2030 e un ulteriore aumento delle tasse sulle emissioni di CO_2.

Perché l'elettrificazione è una leva fondamentale per la sicurezza energetica, la sostenibilità e la affordability? Il caso dell'Italia

L'elettrificazione dei consumi quando accoppiata a energie rinnovabili ("clean electrification"), consente risparmi di energia primaria fino al 70% rispetto alle alternative fossili con evidenti benefíci in termini di sicurezza e spesa energetica, rendendo al contempo il sistema più sostenibile.
Con riferimento all'esigenza di incrementare la sicurezza e l'indipendenza energetica, l'Italia soddisfa oggi solo il 22,5% del suo fabbisogno totale di energia con risorse nazionali; gli scenari *Paris Aligned* sviluppati internamente mostrano come, accelerando le politiche favorevoli alla "clean electrification" in accordo con gli obiettivi climatici settati dal pacchetto europeo "Fit for 55", sia possibile portare l'indice di indipendenza energetica dall'attuale 22,5% a circa il 40% in soli otto anni, fino a superare l'80% al 2050.
Ridurre il fabbisogno di energia primaria passando da tecnologie convenzionali e basate sui combustibili fossili a tecnologie elettriche è fondamentale per conseguire gli obiettivi di neutralità carbonica. Peraltro, vista la sua maggiore efficienza, il vettore elettrico risulta anche più economico per il consumatore: ogni milione di auto elettriche nel mercato consentirebbe al sistema di risparmiare in media 8 Mtep di benzina o diesel e 400 milioni di euro all'anno di spesa energetica per gli utenti finali. Sostituire 1 milione di caldaie a gas con pompe di calore alimentate con energia elettrica si traduce in un risparmio di circa 1 bcm di consumo di gas, per un risparmio complessivo di 240 milioni di euro annui per gli utenti finali[19].

(19) Calcolato utilizzando le efficienze menzionate sopra e i valori medi del 2021 riportati da Eurostat per i prezzi al dettaglio di gas ed elettricità, pari rispettivamente a 0,0854 €/MWh e 0,231 €/MWh.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_202/default/table?lang=en.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en.

Lo scenario climatico fisico

All'interno del framework descritto sopra, ogni narrativa di scenario è stata elaborata in modo da perseguire coerenza tra gli scenari di transizione energetica e gli scenari climatici.
Negli scenari, il ruolo del cambiamento climatico è sempre più importante e 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, cioè fenomeni di breve durata ma particolarmente intensi come le alluvioni, gli uragani ecc., con potenziali impatti sugli asset (per es., danni e interruzioni del business);
- fenomeni cronici relativi a modifiche strutturali del clima, come il trend di aumento della temperatura, l'innalzamento del livello del mare ecc., che possono determinare per esempio una variazione costante della produzione degli impianti e una modifica dei profili di consumo dell'energia elettrica nei settori residenziale e commerciale.

Questi fenomeni sono analizzati nel loro comportamento proiettato nel futuro selezionando il migliore dato a disposizione tra dati output di modelli climatologici a diversi livelli di risoluzione e i dati storici.

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

- SSP1-RCP 2.6: compatibile con un range di riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C, rispetto ai livelli preindustriali (1850-1900), entro il 2100 (l'IPCC proietta ~+1,8 °C in media rispetto al periodo 1850-1900); nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP1-RCP 2.6 agli scenari *Paris* e *Accelerated Transition*.
- SSP2-RCP 4.5: compatibile con uno scenario intermedio, in cui si prevede un aumento medio di temperatura di circa 2,7 °C entro il 2100, rispetto al periodo 1850-1900. Lo scenario RCP 4.5 è quello che più rappresenta l'attuale contesto climatico e politico a livello globale e le correlate ipotesi di transizione. Tale scenario proietta un riscaldamento globale coerente con l'intorno delle stime di incremento di temperatura che considerano le policy correnti a livello globale[20]; nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP2-RCP 4.5 allo scenario *Slower Transition*.
- SSP5-RCP 8.5: compatibile con uno scenario dove non si attuano particolari misure di contrasto al cambiamento climatico. In tale scenario si stima un aumento della temperatura globale di circa +4,4 °C, rispetto ai livelli preindustriali, entro il 2100.

Il Gruppo considera lo scenario RCP 8.5 come un worst case climatico, utilizzato per valutare gli effetti dei fenomeni fisici in un contesto di cambiamento climatico particolarmente forte, ma attualmente ritenuto poco probabile. Lo scenario RCP 2.6 viene utilizzato sia per l'assessment dei fenomeni fisici, sia per le analisi che considerano una transizione energetica coerente con gli obiettivi più ambiziosi in termini di mitigazione.

Le analisi effettuate sugli scenari fisici hanno considerato sia i fenomeni cronici sia i fenomeni acuti. Il Gruppo considera, per la descrizione di specifici eventi complessi di interesse, dati e analisi effettuate sia da soggetti privati sia da istituzioni pubbliche e accademiche.

Gli scenari climatici sono globali e, al fine di definirne il loro effetto nelle aree di rilevanza per il Gruppo, devono essere analizzati a livello locale. Tra le partnership attive, è in corso una collaborazione con il dipartimento di Scienze della Terra dell'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste. Nell'ambito di tale collaborazione l'ICTP fornisce le proiezioni delle principali variabili climatiche con una risoluzione che varia da maglie di ~12 km di lato a ~100 km e orizzonte temporale 2020-2050. Le principali variabili in questione sono rappresentate da temperatura, precipitazioni di neve e pioggia e radiazione solare. Rispetto alle analisi condotte in passato, gli studi correnti si basano sull'utilizzo di più modelli climatici regionali: quello elaborato dall'ICTP unito ad altre cinque simulazioni, selezionate come rappresentative dell'ensemble di modelli climatici attualmente presenti in letteratura. L'output dell'ensemble è rappresentativo dei vari modelli climatici, mediati tra loro. Questa tecnica è solitamente utilizzata nella comunità scientifica per ottenere un'analisi più robusta e scevra da eventuali bias e mediata sulle diverse assunzioni che potrebbero caratterizzare il singolo modello.
Per alcune variabili climatiche specifiche, come la raffica di vento, il Gruppo si serve anche di altri provider specializzati nel tema.

(20) Climate Action Tracker Thermometer, stime di riscaldamento globale al 2100 considerando le attuali "Policies & actions" e "2030 targets only" (aggiornamento novembre 2022).

In questa fase di studio le proiezioni future sono state analizzate per Italia, Spagna e tutti i Paesi di interesse del Gruppo in Sud America, Centro America e Nord America, ottenendo, anche grazie all'utilizzo dell'ensemble di modelli, una più definita rappresentazione dello scenario fisico. Inoltre, in maniera analoga il Gruppo sta analizzando anche i dati relativi alle proiezioni climatiche per l'Africa, l'Asia meridionale e il Sud-est asiatico, coprendo così tutte le principali geografie di presenza del Gruppo a livello globale.
L'ICTP fornisce anche supporto scientifico nell'interpretazione di qualsiasi altro dato climatico acquisito. Si utilizzano comunque scenari climatici nei Paesi di interesse del Gruppo in maniera tale da consentire una valutazione del rischio climatico omogenea.

Alcuni di questi fenomeni sottendono elevati livelli di complessità, in quanto dipendono non solo dai trend climatici ma anche dalle specifiche caratteristiche del territorio e necessitano di un'ulteriore attività modellistica per una loro rappresentazione ad alta risoluzione. Per questo motivo, oltre agli scenari climatici forniti da ICTP, il Gruppo ricorre anche all'utilizzo di mappe di Natural Hazard. Questo strumento consente di ottenere, con una elevata risoluzione spaziale, i tempi di ritorno di una serie di eventi, quali per esempio tempeste, uragani e alluvioni. L'utilizzo di queste mappe, come descritto nella sezione "Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico", è ampiamente consolidato nel Gruppo, che già usa questi dati basati sull'orizzonte storico per ottimizzare le strategie assicurative. Inoltre, è in corso il lavoro necessario per poter usufruire di queste informazioni elaborate anche in coerenza con le proiezioni degli scenari climatici.
Infine, il Gruppo ha acquisito le competenze e gli strumenti per ottenere ed elaborare autonomamente gli output grezzi pubblicati dalla comunità scientifica, così da avere una vista di alto livello e globale dell'evoluzione a lungo termine delle variabili climatiche di interesse. Queste fonti sono gli output dei modelli climatici e regionali di CMIP6[21] e CORDEX[22]. CMIP6 è il sesto assessment del Coupled Model Intercomparison Project (CMIP), un progetto del World Climate Research Programme (WCRP) e del Working Group of Coupled Modelling (WGCM) che fornisce dati climatici grezzi dai modelli climatici globali. Questi sono utilizzati per valutare le metriche standard su scala globale con una risoluzione di circa 100 km x 100 km. CORDEX (Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment) è anch'esso inquadrato nell'ambito del WCRP, e produce proiezioni climatiche regionali a più alta risoluzione.

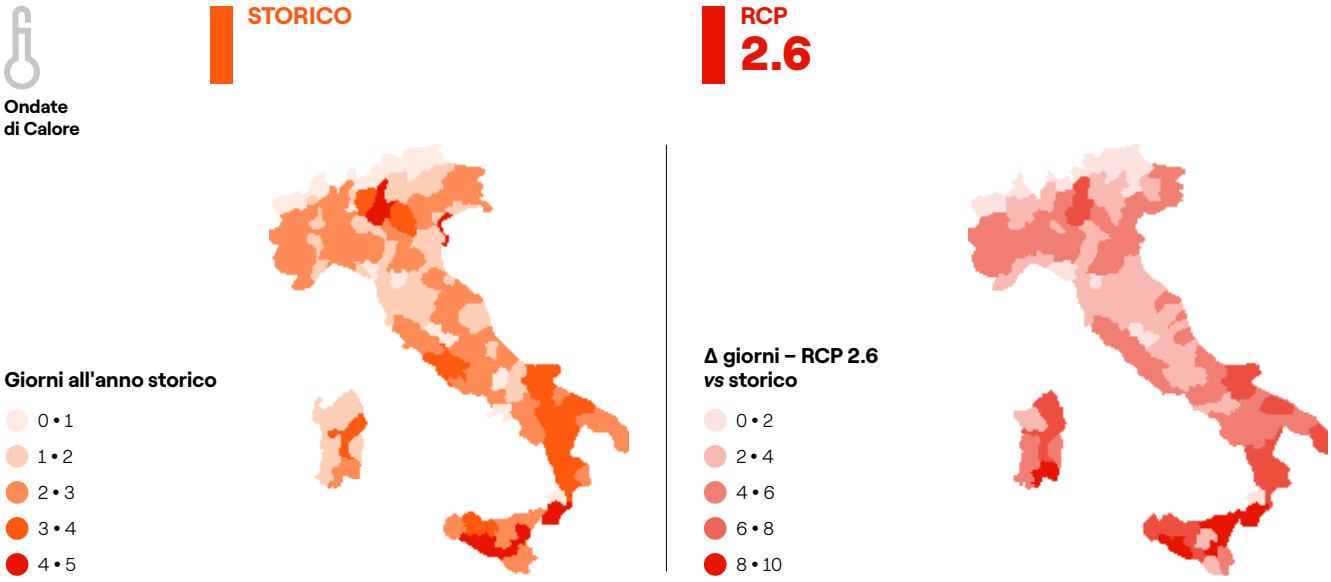
Analisi scenari fisici - Integrazione degli scenari climatici nel modello di Open Country Risk

Oltre all'utilizzo dei dati ad alta risoluzione per effettuare analisi puntuali sull'impatto dei fenomeni fisici, il Gruppo ha elaborato anche un framework di analisi di più alto livello, che consente di ottenere una valutazione a livello Paese dell'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello globale, in maniera omogenea per tutte le geografie. In particolare, è stato adottato un approccio modulare che consentirà in maniera evolutiva di migliorare progressivamente le analisi includendo nuovi fenomeni fisici e affinando metodologie e dati di riferimento. Attualmente, sono inclusi quattro fenomeni climatici: due legati alle temperature estreme, uno relativo alle piogge intense e uno alla siccità. Si sta inoltre studiando la possibilità di introdurre altri fenomeni come il vento estremo e l'innalzamento del livello del mare. I fenomeni sono descritti con un indice numerico, elaborato sulla base della distribuzione mondiale con una risoluzione di ~100 km x 100 km, e sintetizzati in un indice composito. Questo lavoro ha consentito di integrare nel modello di Open Country Risk anche una dimensione legata al cambiamento climatico. Ciò permette allo strumento di includere, oltre agli aspetti già considerati nei modelli di Country Risk, anche quelli legati ai rischi fisici, considerati nel modello come causa di stress a livello ambientale ed economico di un Paese. Il modello di Open Country Risk è descritto in maggior dettaglio nel capitolo "Tendenze macroeconomiche e geopolitiche".

(21) https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
(22) https://cordex.org/.

Analisi scenari fisici – Italia

Fenomeni acuti: sono stati analizzati diversi fenomeni acuti sul territorio italiano, tra cui il rischio incendio, le piogge estreme e le ondate di calore. Di questi fenomeni, i primi due sono stati descritti usando metriche standard, ampiamente utilizzate in letteratura. Per le ondate di calore è stata inoltre definita, in aggiunta alle metriche standard, una metrica *ad hoc per Enel Grids*, identificata correlando i fenomeni estremi del passato che possono essere potenzialmente dannosi per le reti interrate[23]. I risultati nello scenario RCP 2.6 sono mostrati in figura. Il numero medio di giorni all'anno caratterizzati da ondate di calore tenderà quindi ad aumentare rispetto allo storico, con maggiore intensità nelle aree che già oggi soffrono maggiormente del fenomeno. La situazione risulta inoltre peggiorativa negli scenari RCP 4.5 e RCP 8.5.



Giorni all'anno per provincia caratterizzati da ondate di calore nel periodo storico (1990-2020) e variazione media di giorni nello scenario RCP 2.6 (2030-2050) rispetto allo storico mostrato a sinistra.

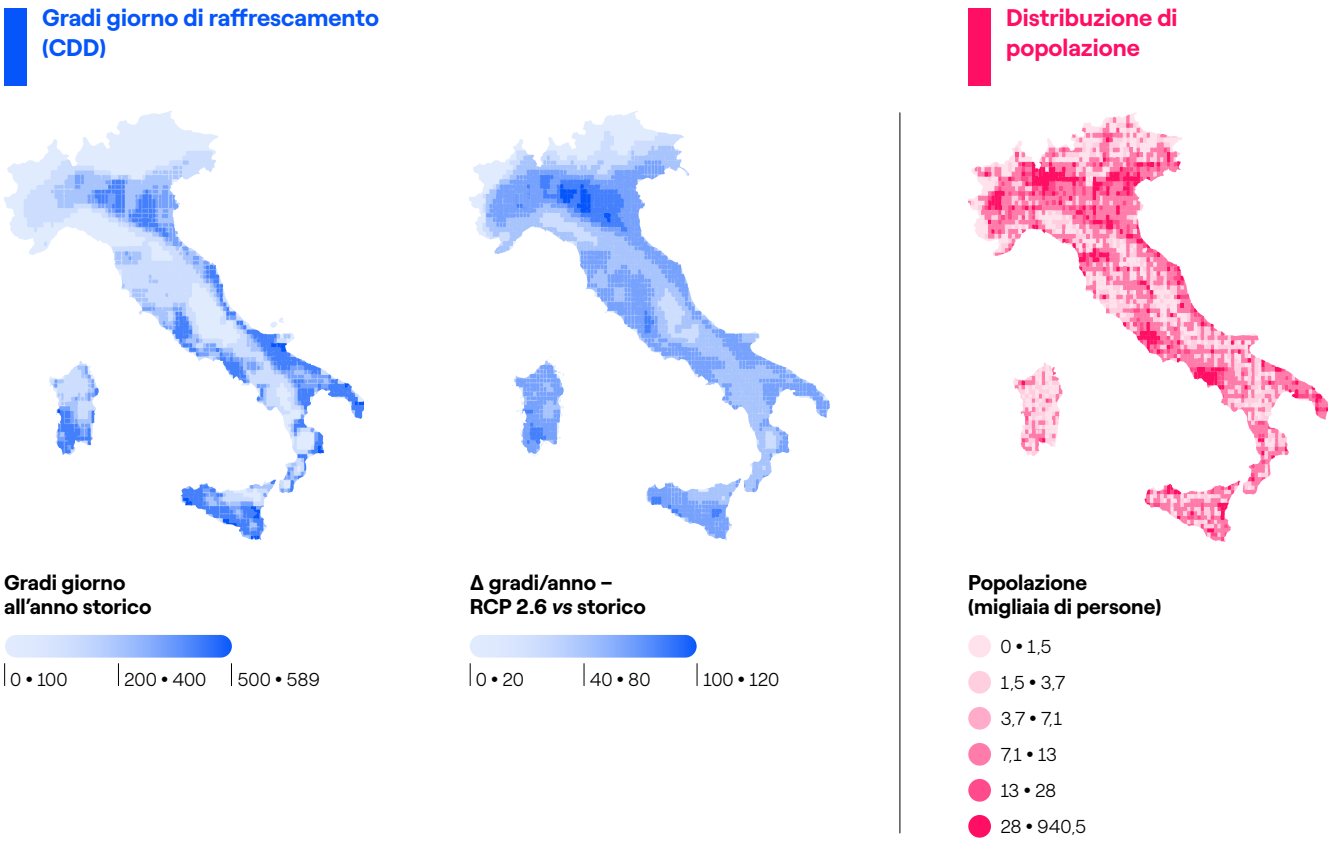
Le precipitazioni estreme sono state studiate calcolando la variazione delle piogge giornaliere al di sopra del novantacinquesimo percentile, calcolate come millimetri annuali medi nei periodi di riferimento. In tutti gli scenari analizzati si osserva nel periodo 2030-2050 un generale aumento delle piogge estreme, accompagnato però da una lieve diminuzione della somma annuale delle precipitazioni giornaliere se si escludono quelle acute. Questo aumento risulta inoltre maggiormente significativo a nord-est della penisola e sulla costa tirrenica.

Come già emerso dalle analisi pubblicate precedentemente dal Gruppo, anche il rischio incendio subirà variazioni importanti, aumentando nei vari scenari climatici considerati. Questo è stato studiato tramite il Fire Weather Index (FWI), un indicatore ampiamente utilizzato a livello internazionale che tiene in conto la temperatura, l'umidità, la pioggia e il vento al fine di stimare un indice di rischio incendio. I dati, forniti dall'ICTP, possono essere utili a caratterizzare l'andamento del rischio incendio per supportare il business nella sua corretta gestione. Gli studi condotti, che esaminano la variazione nelle proiezioni al 2030-2050 rispetto al 1990-2020, evidenziano come in tutti gli scenari si riscontri un aumento del numero di giorni ad alto rischio (valore dell'indice > 45) nella stagione estiva. Questo cambiamento interessa principalmente le isole e le regioni meridionali del Paese, dove l'aumento dei giorni a rischio estremo va da circa +6 a +8 giorni rispetto allo storico.

Fenomeni cronici: i cambiamenti cronici di temperatura possono essere analizzati per avere informazioni circa i potenziali effetti sulla richiesta di raffrescamento e riscaldamento dei sistemi energetici locali. Analogamente a quanto fatto nel 2020, per la misurazione del fabbisogno termico sono stati utilizzati gli Heating Degree Days (HDD), ovvero la sommatoria, estesa a tutti i giorni dell'anno con $T_{media} \leq 15$ °C, delle differenze tra la temperatura interna

(23) Sono stati dunque calcolati per provincia il numero di giorni medi all'anno sottoposti alle seguenti condizioni: almeno cinque giorni consecutivi caratterizzati da temperatura minima al di sopra del novantacinquesimo percentile della distribuzione storica (1990-2020) e almeno 18 °C. Questi cinque giorni devono anche essere caratterizzati da assenza di pioggia e almeno uno di questi deve essere caratterizzato da una temperatura massima superiore al novantacinquesimo percentile della distribuzione storica (1990-2020). Questa metrica è stata calcolata su tutto il territorio italiano alla risoluzione originale dei dati climatici (~12 km x 12 km). I dati ad alta risoluzione sono stati quindi aggregati a livello provinciale considerando come un'unica ondata di calore il fenomeno che insiste allo stesso tempo su più pixel all'interno della stessa provincia e prendendo come durata l'ampiezza massima combinando i diversi pixel.

($T_{interna}$ assunta 18 °C) e la temperatura media, e i Cooling Degree Days (CDD), ovvero la sommatoria, estesa a tutti i giorni dell'anno con $T_{media} \geq 24$ °C, delle differenze tra la T_{media} e la $T_{interna}$ (assunta 21 °C), rispettivamente per il fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento. I dati medi per Paese sono stati calcolati come media sulla nazione, pesando ogni nodo geografico per la popolazione grazie all'utilizzo degli Shared Socioeconomic Pathways (SSP) associati a ogni scenario RCP. Si mostrano in figura i CDD calcolati sul territorio italiano ad alta risoluzione per lo storico e la variazione media attesa nello scenario RCP 2.6. Si mostra inoltre la distribuzione della popolazione utilizzata come peso per il calcolo a livello nazionale[24]. In generale, si osserva nel periodo 2030-2050 un aumento dei CDD che risultano sempre maggiori rispetto al periodo storico, con un andamento crescente nei diversi scenari RCP 2.6 (+~45%), RCP 4.5 (+~80%) e RCP 8.5 (+~110%). Si osserva invece una riduzione di fabbisogno di riscaldamento che risulta -8% nello scenario RCP 2.6, -12% nell'RCP 4.5 e -16% nell'RCP 8.5 rispetto al periodo 2000-2020.



Gradi giorno di raffrescamento (CDD) nel periodo storico (1990-2020) e variazione attesa nello scenario RCP 2.6. A destra è rappresentata la distribuzione di popolazione (1990-2020) sulla stessa griglia dei modelli climatici, dove sono evidenti le zone più popolate che pesano maggiormente nel calcolo della metrica a livello Paese.

Per quanto riguarda le piogge totali, sono state analizzate le variazioni di questo fenomeno nei bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Da quest'analisi, in cui è stato confrontato il periodo 2030-2050 con il periodo 1990-2020, non emergerebbero cambi significativi, con una tendenza generale di lieve diminuzione nel centro e sud Italia nello scenario RCP 2.6.

(24) Si nota che nei diversi SSP cambia la densità di popolazione mentre la distribuzione della popolazione sul territorio rimane pressoché invariata.

Italia 2022 – Caldo estremo e siccità

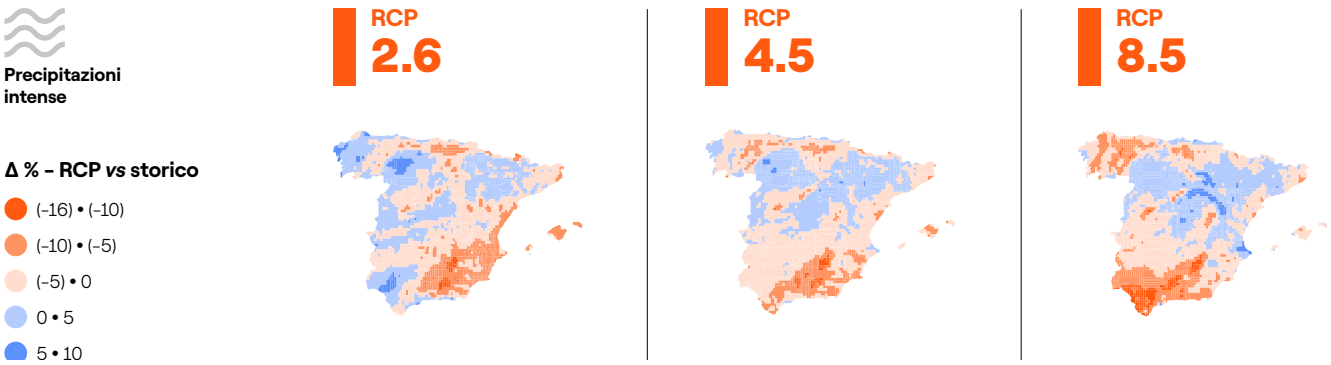
È stato effettuato uno studio sulle medie stagionali di temperatura e precipitazione per capire se e in quale misura il 2022 è stato un anno eccezionalmente secco e caldo rispetto alla media storica e come un anno del genere si posiziona all'interno degli scenari di cambiamento climatico. Lo studio può essere suddiviso in due fasi:

1. confronto delle medie stagionali di temperatura e precipitazione del 2022 con le distribuzioni stagionali osservate degli anni 1950-2022[25];
2. confronto delle medie stagionali di temperatura e precipitazione del 2022 con le distribuzioni stagionali degli scenari climatici nel periodo 2030-2050.

Dallo studio effettuato si evince che il 2022 è stato effettivamente un anno unico nel suo genere, caratterizzato da una precipitazione invernale di circa -1,3 mm/giorno rispetto alla media stagionale, seguito da una primavera con +2,3 °C e un'estate caratterizzata da +3,4 °C. Si tratta quindi di un anno colpito da siccità prolungata seguita da caldo estremo. Se si modellizza il 2022 come un anno caratterizzato da una stagione con precipitazioni al di sotto del quinto percentile e almeno due stagioni con temperature nella coda estrema della distribuzione (maggiore del novantanovesimo percentile), solo il 2022 viene identificato nella distribuzione storica. Si è quindi andati a ricercare anni simili nelle distribuzioni dei modelli climatici (una volta appurato che le distribuzioni dello storico sono confrontabili con quelle dello storico dei modelli). La probabilità di avere un anno come il 2022 nel periodo 2030-2050 rimane molto bassa (2%) nello scenario RCP 2.6, mentre aumenta (12%) nell'RCP 8.5. Questo incremento è dovuto principalmente all'aumento delle temperature sul territorio italiano, per cui si osserva uno spostamento di tutta la distribuzione verso valori più alti, mentre la distribuzione della precipitazione rimane abbastanza simile a quella storica.

Analisi scenari fisici – Spagna

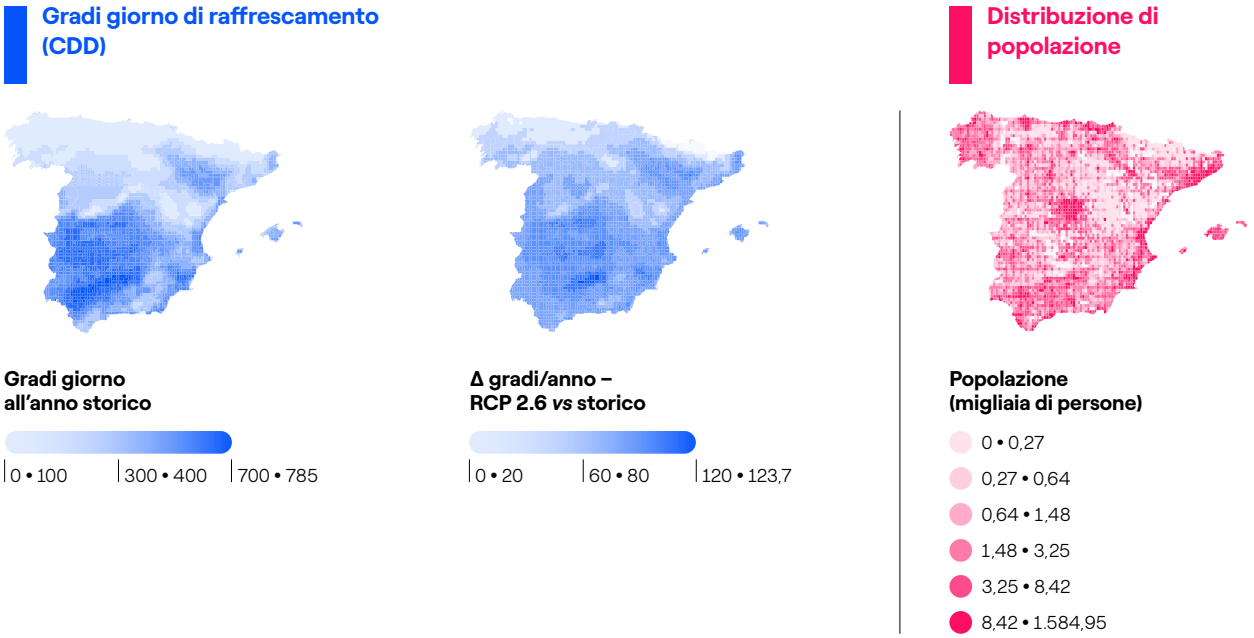
Fenomeni acuti: in Spagna è stato innanzitutto analizzato il fenomeno delle precipitazioni acute, calcolate come millimetri annuali medi nei periodi di riferimento[26]. Come si può vedere nella figura sottostante, in cui si confronta il periodo 2030-2050 con il periodo storico 1990-2020, questo evento acuto subirà variazioni nella maggior parte del territorio spagnolo già nello scenario RCP 2.6. In particolare, le precipitazioni intense aumenteranno a nord, mentre diminuiranno a sud-est. Negli altri scenari, le precipitazioni intense diminuiranno in tutto il sud del Paese (nell'RCP 8.5 questa riduzione interessa anche il nord-ovest).



Variazione percentuale della precipitazione acuta nei diversi RCP (2030-2050) rispetto al valore storico (1990-2020).

(25) Per i dati osservati sono stati analizzati dati di ERA5 aggregati a livello Paese da gennaio 1950 a settembre 2022.
(26) Le precipitazioni estreme sono la somma delle piogge giornaliere al di sopra del novantacinquesimo percentile della distribuzione storica in un dato periodo.

Per quanto riguarda il rischio incendio, la zona della Spagna che vedrà il maggior aumento, rispetto al periodo storico, del numero di giorni all'anno con FWI > 45 (cioè a rischio estremo) è il centro-sud in tutti gli scenari futuri. Questo incremento risulta più intenso negli scenari peggiorativi (RCP 8.5) rispetto allo scenario RCP 2.6.
Le ondate di calore, come già evidenziato dalle analisi pubblicate precedentemente dal Gruppo, saranno più diffuse geograficamente e più frequenti nel periodo 2030-2050, in particolar modo nella parte meridionale del Paese.
Fenomeni cronici: l'analisi sulla potenziale richiesta di raffrescamento e riscaldamento è stata affinata e aggiornata in maniera analoga a quanto fatto per l'Italia. In termini di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD), nel periodo 2030-2050, rispetto al periodo 1990-2020, si stima una riduzione degli HDD in tutti gli scenari, da circa -10% nell'RCP 2.6 a circa -20% nell'RCP 8.5, e l'RCP 4.5 che si posiziona nel mezzo. I dati confermano anche l'aumento dei CDD (+34%) nello scenario RCP 2.6 e una loro variazione rispettivamente pari a +61% e +87% negli scenari RCP 4.5 e RCP 8.5.



Gradi giorno di raffrescamento (CDD) nel periodo storico (1990-2020) e variazione attesa nello scenario RCP 2.6. A destra è rappresentata la distribuzione di popolazione (1990-2020) sulla stessa griglia dei modelli climatici, dove sono evidenti le zone più popolate che pesano maggiormente nel calcolo della metrica a livello Paese.

Per quanto riguarda le piogge totali, sono state analizzate le variazioni di questo fenomeno nei bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Da quest'analisi, i dati non evidenziano variazioni sensibili confrontando lo scenario RCP 2.6 (2030-2050) e lo storico (1990-2020), con una tendenza generale di lieve diminuzione.

Analisi scenari fisici – America Latina

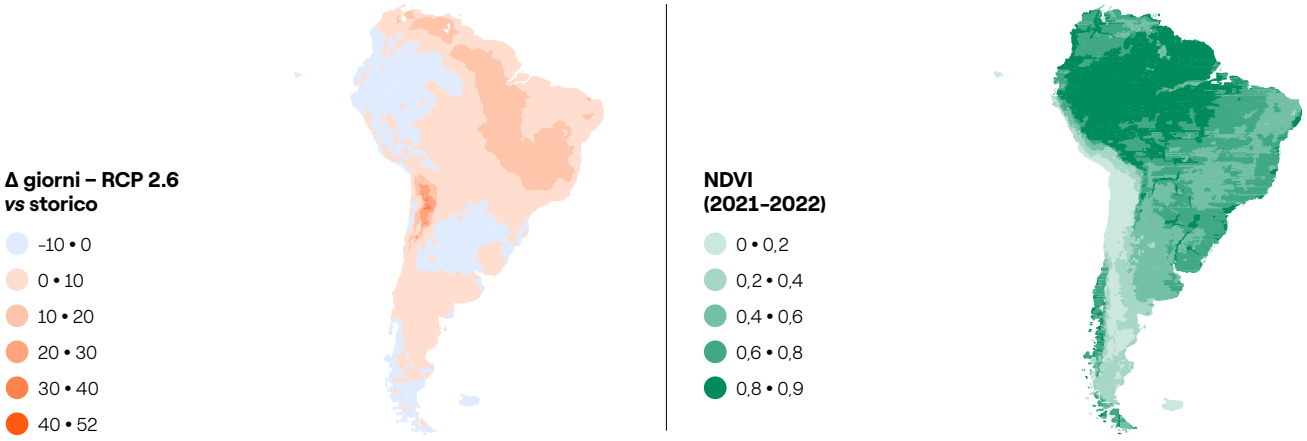
Fenomeni acuti: il rischio incendio, misurato come numero di giorni all'anno con FWI > 45 (rischio estremo), varia da zona a zona. Come evidenziato nella figura seguente a sinistra, da un confronto tra scenario RCP 2.6 (2030-2050) e periodo storico (1990-2020), il numero di giorni a rischio alto di incendi aumenta nella maggior parte del Brasile e nel deserto di Atacama. Nelle zone restanti del Sud America rimane invariato o diminuisce leggermente. È interessante evidenziare come il rischio incendio aumenti soprattutto in zone con i valori attuali di Normalized Difference Vegetation Index (NDVI) più bassi (come si evince dalla figura seguente a destra)[27], cioè in aree con poca vegetazione. L'eccezione è data da alcune zone dell'Amazzonia, al centro del Brasile, dove si hanno sia un incremento importante di numero di giorni a rischio incendio estremo

(27) La cartina a destra nella figura rappresenta un'elaborazione dei dati NASA riguardanti il Normalized Difference Vegetation Index del periodo giugno 2021 - giugno 2022. L'NDVI quantifica la vegetazione misurando la differenza tra la luce nel vicino infrarosso (che la vegetazione riflette fortemente) e la luce rossa (che la vegetazione assorbe). Questo è un buon indicatore di crescita e densità di vegetazione. Più l'NDVI aumenta, più la vegetazione è abbondante e sana.

sia elevata copertura vegetale. Combinare indice di rischio incendio e vegetazione è importante in quanto quest'ultima può servire da combustibile e aumentare la probabilità di propagazione di un eventuale incendio.

Fire Weather Index
RCP 2.6

Normalized Difference Vegetation Index

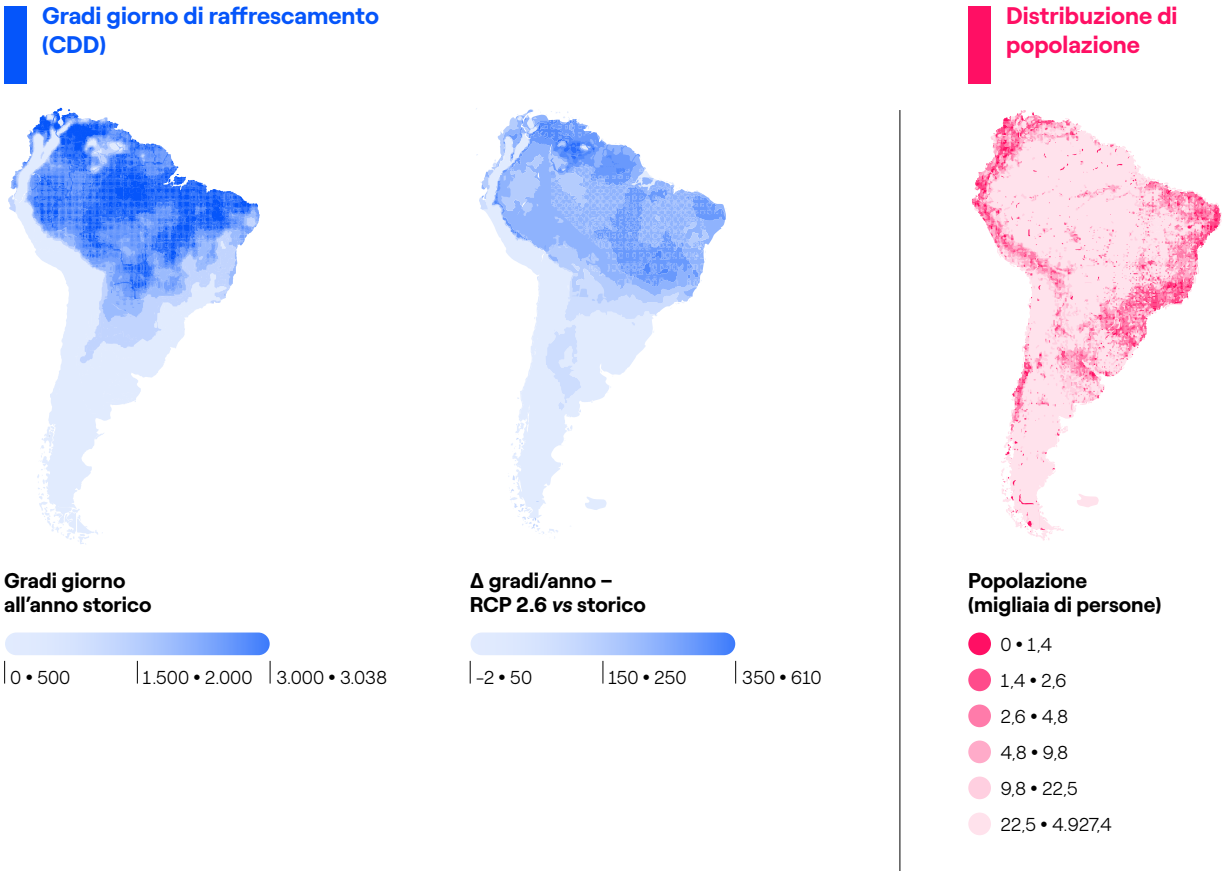


Variazione nel numero di giorni medio all'anno in cui l'FWI > 45 tra RCP 2.6 (2030-2050) e storico (1990-2020) (sinistra) e indice di vegetazione NDVI del periodo giugno 2021 - giugno 2022 (destra).

Per valutare il fenomeno delle temperature estreme si può utilizzare l'indicatore standard Warm Spell Duration Index (WSDI)[28]. Confrontando il periodo 2030-2050 con il periodo 1990-2020, i dati mostrano un incremento significativo dei giorni caratterizzati da ondate di calore già nello scenario RCP 2.6, specialmente in alcune aree del Brasile, in Colombia, in Perù e nel Cile settentrionale. Questo aumento delle temperature estreme sarà ancora più accentuato in scenari peggiorativi (RCP 8.5).
Per quanto riguarda le precipitazioni estreme, sono state considerate le piogge giornaliere superiori al novantacinquesimo percentile, analogamente a quanto fatto per Italia e Spagna. Le variazioni future per questo fenomeno acuto sono meno omogenee. Nello scenario RCP 2.6 in alcune aree, come per esempio a nord del Brasile e nell'Argentina settentrionale, sono proiettate riduzioni rispetto al periodo storico di riferimento. In altre zone, invece, come nella parte ovest della Colombia e in alcune aree di Brasile e Perù, sono attesi incrementi delle piogge intense.

Fenomeni cronici: è stato effettuato lo studio delle potenziali variazioni nella richiesta di riscaldamento e raffrescamento legate ai cambiamenti cronici delle temperature. Anche in questo caso sono state calcolate le variazioni di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD) nel periodo 2030-2050rispetto al periodo 1990-2020, a partire dai dati di 6 modelli, con una risoluzione di 25 km x 25 km. I dati medi per Paese sono stati calcolati come media sulla nazione, pesando ogni nodo geografico per la popolazione grazie all'utilizzo degli Shared Socioeconomic Pathways (SSP) associati a ogni scenario RCP. In ogni Paese studiato, i CDD aumentano progressivamente in tutti gli scenari: nello scenario RCP 2.6 aumentano del 35%[29] in Cile, mentre l'incremento è tra il 13% e il 18% negli altri Paesi considerati. Nello scenario RCP 4.5 tale aumento diventa del 113% in Cile e poco superiore al 25% per Argentina, Brasile e Perù, mentre si attesta al 18% per la Colombia. L'incremento dei CDD rispetto al periodo storico è ancora più marcato nello scenario RCP 8.5. Per quanto riguarda gli HDD, nello scenario RCP 2.6 si stima una riduzione considerevole in Colombia (-52%), Brasile (-21%) e Perù (-14%) e una lieve diminuzione in Cile (-5%). Tale trend si intensifica nello scenario RCP 4.5: ~-62% in Colombia, ~-27% in Brasile, ~-20% in Perù e -8% in Cile.

(28) Il WSDI considera ondate di calore caratterizzate da almeno sei giorni consecutivi con una temperatura giornaliera massima superiore al novantesimo percentile della distribuzione storica.
(29) In Cile l'incremento percentuale risulta più marcato che negli altri Paesi del Latam perché i valori assoluti dei CDD sono molto bassi. Nello storico, infatti, i CDD risultano molto vicini allo zero in quasi tutto il Paese, con valori di qualche grado centigrado all'anno solo nella zona centrale.



Gradi giorno di raffrescamento (CDD) nel periodo storico (1990-2020) e variazione attesa nello scenario RCP 2.6. A destra è rappresentata la distribuzione di popolazione (1990-2020) sulla stessa griglia dei modelli climatici, dove sono evidenti le zone più popolate che pesano maggiormente nel calcolo della metrica a livello Paese.

Per quanto riguarda le piogge totali, sono state analizzate le variazioni nei gruppi di bacini di interesse per la produzione idroelettrica del Gruppo. Le analisi, che confrontano le proiezioni 2030-2050 rispetto al periodo storico 1990-2020, mostrano un trend di riduzione delle piogge in Argentina e Colombia. In Brasile si proietta per l'RCP 2.6 un leggero aumento o una lieve diminuzione delle precipitazioni totali a seconda del gruppo di bacini in considerazione. In Perù, invece, le piogge rimarranno sostanzialmente invariate nell'RCP 2.6. Infine, anche in Cile, come per Argentina e Colombia, le proiezioni indicano una riduzione delle precipitazioni totali nello scenario a più basse emissioni, ma che potrebbe già essersi manifestata negli ultimi anni (diminuzione già effettiva rispetto ai livelli storici).

Siccità in Cile: stiamo già sperimentando il cambiamento climatico?

Il Cile è stato caratterizzato negli ultimi 15/20 anni da una siccità prolungata, con un deficit del 20-40% rispetto ai decenni precedenti. La comunità scientifica ha studiato nel dettaglio questo fenomeno definito comunemente come Mega Drought (MD)[30]. Sono state individuate due cause che concorrono alla MD: la variabilità naturale, che si presume essere il maggior contributore, e il cambiamento climatico, che secondo le stime sarebbe responsabile per circa un quarto di questo fenomeno[31].

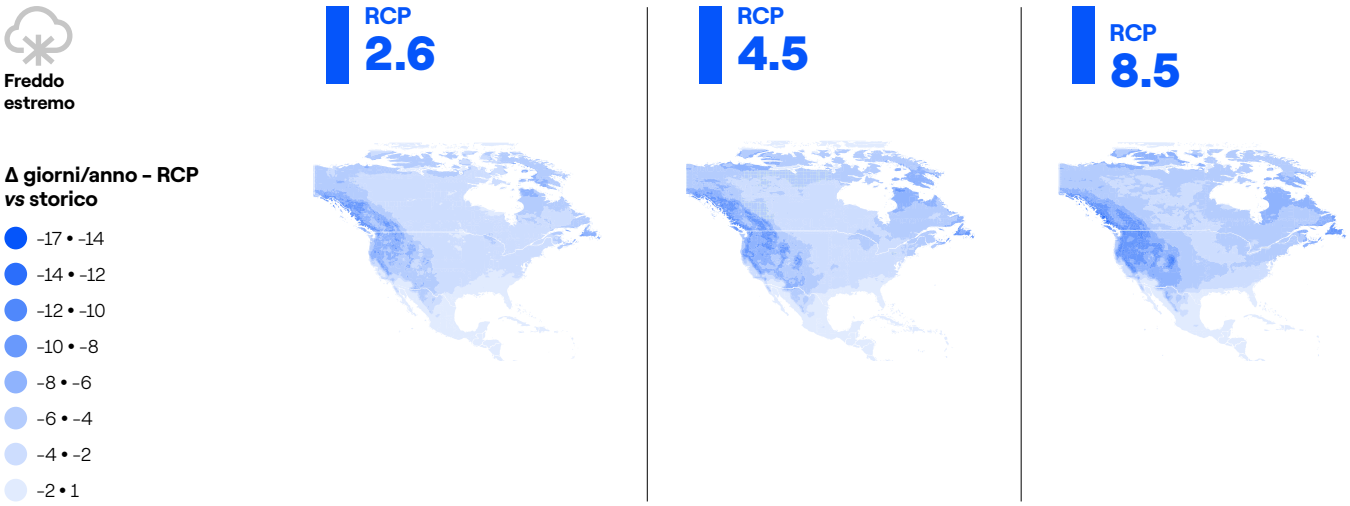
Da che cosa saranno caratterizzati i prossimi decenni non è una domanda cui è semplice rispondere. Gli studi scientifici indicano che, anche se non è possibile predire quando questo avverrà, la variabilità naturale probabilmente contribuirà positivamente alla MD e quindi invertirà la tendenza attuale, portando a un aumento della precipitazione. Si pensa, invece, che il cambiamento climatico continuerà a spingere verso condizioni di maggiore siccità.

In conclusione, si ritiene che nel periodo 2030-2050 probabilmente le precipitazioni in Cile tenderanno ad aumentare rispetto ai valori osservati durante la Mega Drought degli ultimi anni, senza ormai più raggiungere i livelli degli anni 2000 in conseguenza del cambiamento climatico e della diminuzione di piogge che comporta.

(30) Garreaud *et al.* (2019), *The Central Chile Mega Drought (2010-2018): A climate dynamics perspective.*
(31) Boisier *et al.* (2015), *Anthropogenic and natural contributions to the Southeast Pacific precipitation decline and recent megadrought in central Chile.*

Analisi scenari fisici – Nord e Centro America

Eventi acuti: per il Nord America e il Centro America è stata innanzitutto analizzata la variazione dei frost days, cioè del numero medio di giorni di gelo all'anno[32], nei vari scenari futuri (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020). Come si può osservare dalle cartine nella figura sottostante, i frost days diminuiranno soprattutto nella parte a ovest della macroregione, con variazioni maggiori in termini di magnitudine in scenari RCP peggiorativi. Va sottolineato come la diminuzione di frequenza non esclude un aumento di intensità di questo fenomeno acuto, che è un tema che al momento il Gruppo sta approfondendo.

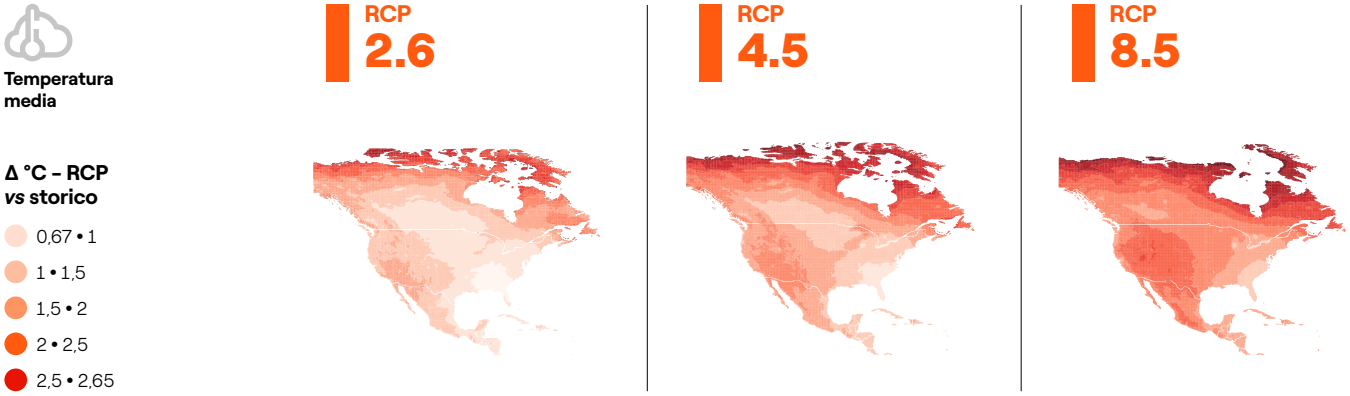


Variazione del numero medio di frost days all'anno tra i vari RCP (2030-2050) e lo storico di modello (1990-2020).

Per quanto riguarda le ondate di calore, come per il Sud America si è studiato il WSDI. Confrontando il periodo 2030-2050 con lo storico 1990-2020, un aumento significativo dei giorni caratterizzati da ondate di calore è atteso già nello scenario RCP 2.6, specialmente in Centro America e lungo la costa occidentale del Nord America. Questo aumento del WSDI sarà ancora più accentuato nell'RCP 8.5.
Il numero di giorni annuali con rischio incendio elevato, cioè con FWI > 45, rimane sostanzialmente invariato nella maggior parte della macroregione nello scenario RCP 2.6 (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020). Nelle aree occidentali degli Stati Uniti e del Messico sono invece attesi aumenti del numero di giorni a rischio alto, che incrementano con il peggioramento degli scenari.

Infine, le precipitazioni acute attese aumenteranno in quasi tutto il Nord America nello scenario RCP 2.6 rispetto allo storico. Va sottolineato che la magnitudine di questi aumenti varia da area ad area. In Centro America, invece, sempre nell'RCP 2.6 le precipitazioni intense diminuiranno nella parte centrale della regione. Nelle altre zone rimarranno invariate o aumenteranno leggermente.

Eventi cronici: come si evince dalla figura sottostante, la temperatura media annuale aumenta in tutti gli scenari futuri (2030-2050) rispetto allo storico (1990-2020). In generale, gli aumenti sono maggiori nell'RCP 8.5 rispetto all'RCP 2.6. Le zone che diventeranno più calde sono quelle dell'estremo nord in tutti gli RCP.



Variazione della temperatura media tra i vari RCP (2030-2050) e lo storico di modello (1990-2020).

(32) Per precisione, i frost days sono il numero di giorni all'anno in cui la temperatura minima T_{min} è < 0°C.

Confrontando i vari RCP (2030-2050) e lo storico di modello (1990-2020), le piogge totali annuali attese tendono a diminuire in Centro America, mentre a seconda dell'area in Nord America rimarranno invariate o aumenteranno.

Effetto complessivo degli scenari di transizione e degli scenari fisici sulla domanda elettrica in Italia e Spagna

Tramite l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati è possibile quantificare le singole domande di servizio di un Paese. Tale livello di dettaglio consente di discriminare gli specifici effetti che un cambiamento della temperatura può avere sul fabbisogno energetico. Per tale scopo, gli scenari di transizione alternativi (*Paris, Slower Transition* e *Accelerated Transition*) descritti precedentemente sono stati ampliati per includere l'effetto che l'aumento di temperatura, quantificato attraverso la metrica degli Heating Degree Days (HDD) e dei Cooling Degree Days (CDD), ha sulle domande di energia (totale, non solo elettrica) per scopi di raffrescamento e riscaldamento nei settori residenziale e commerciale. La definizione di uno scenario di riferimento in linea con il raggiungimento degli obiettivi di Parigi e con gli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra assunti a livello Europeo[33], ci ha consentito di associare HDD e CDD coerenti con l'RCP 2.6 allo scenario *Paris*; lo stesso è stato fatto con lo scenario *Accelerated Transition*, che, analogamente allo scenario Paris, vede il raggiungimento di emissioni nette zero al 2050, ma è caratterizzato da una dinamica più accelerata di riduzione delle emissioni. HDD e CDD coerenti con l'RCP 4.5 sono stati invece associati allo scenario *Slower Transition*, perché a esso corrisponde un trend di riduzione delle emissioni di gas serra più lento. Per stressare ulteriormente le analisi, quest'ultimo scenario è stato anche associato a un RCP 8.5.

Per l'Italia, per quanto riguarda l'effetto separato della transizione, nello scenario *Slower Transition* la domanda elettrica risulta inferiore di circa l'8% in media nel periodo 2031-2050 rispetto al *Paris*. Se trascuriamo l'effetto della domanda di elettricità per produzione di idrogeno verde, sul quale i due scenari hanno diversi livelli di ambizione in accordo con le diverse traiettorie di decarbonizzazione, il delta di domanda elettrica scende al 5%. Da sottolineare come l'idrogeno verde risulti una soluzione più efficiente dal punto di vista economico e climatico anche nello scenario *Slower Transition*; ciò che cambia tra i due scenari è la velocità di penetrazione nella matrice energetica mentre varia solo in misura marginale il valore al 2050. Nello scenario *Accelerated Transition* il livello di ambizione climatica leggermente più alto del *Paris* viene raggiunto non solamente tramite un processo di elettrificazione più veloce, ma anche in ragione di minori consumi derivanti da comportamenti improntati a una maggiore "consapevolezza climatica" da parte dei consumatori: ne risulta un delta di domanda elettrica in media positivo nel periodo 2031-50 ma numericamente inferiore all'1%.

Le differenze percentuali della Spagna tra gli scenari *Slower Transition* e *Paris* sono inferiori rispetto all'Italia. Ciò in ragione del fatto che per la Spagna il piano energetico nazionale già in vigore definisce obiettivi climatici ambiziosi, per cui lo scenario *Slower Transition* non si discosta significativamente dallo scenario *Paris*. Di conseguenza, ci si attende meno variabilità in termini di evoluzione del sistema energetico e quindi di domanda elettrica nel periodo 2031-2050. Infatti, la domanda elettrica nello scenario *Paris* si situa su un valore intermedio tra lo *Slower Transition* – che presenta una differenza di domanda inferiore in media del 3% – e lo scenario *Accelerated Transition* – che risulta avere una domanda in media più elevata del 3% nel periodo 2031-2050. Se si trascura l'effetto della domanda di elettricità per produzione di idrogeno, il delta scende per lo scenario *Slower Transition* intorno al -2%, tenendo tuttavia in considerazione che il livello di atterraggio della domanda per idrogeno verde rimane simile al *Paris* in entrambi gli scenari comparativi, mentre varia la rapidità della penetrazione della tecnologia.

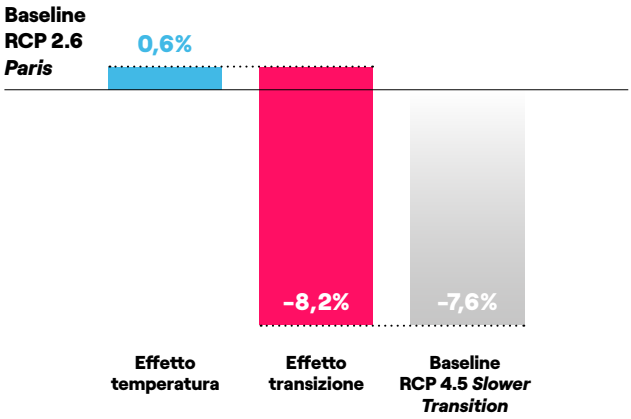
Per entrambi i Paesi la velocità della transizione energetica ha un impatto sul livello di domanda elettrica ben maggiore rispetto agli effetti dell'incremento della temperatura derivanti dal cambiamento climatico: le analisi svolte mostrano come un aumento della temperatura derivante dal cambiamento climatico determini un incremento della domanda elettrica inferiore a un punto percentuale sia per l'Italia sia per la Spagna. Invece, le politiche di decarbonizzazione e di efficienza energetica, insieme all'innovazione tecnologica, alla maggiore responsabilità sociale e al conseguente switching dalle tecnologie fossili a quelle elettriche (per esempio verso le auto elettriche e le pompe di calore), avranno un ruolo sostanziale nell'evoluzione della domanda elettrica e del mix energetico in generale.

(33) Commissione Europea – Fit for 55: https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/.

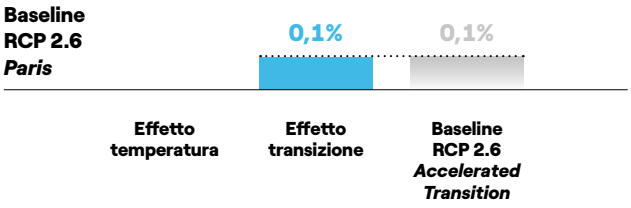
Italia - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5

Italia

***Paris* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



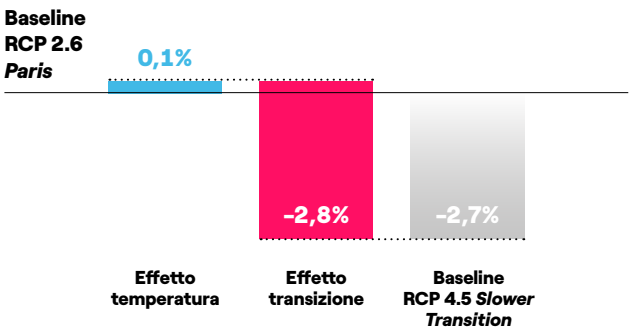
***Paris* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



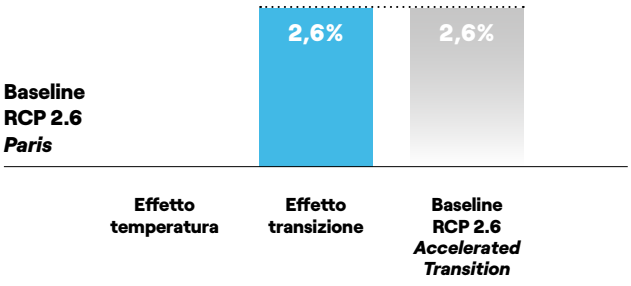
Spagna - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5

Spagna

***Paris* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Paris* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



Con lo scopo di indagare ulteriormente quale sia l'effetto della temperatura sugli scenari di transizione e allo stesso tempo espandere il ventaglio delle assunzioni riguardanti il cambiamento climatico, è stata condotta un'analisi di sensitività associando lo scenario *Slower Transition* all'RCP 8.5, oltre che all'RCP 4.5. Assumere un tale ulteriore incremento della temperatura porta a una variazione della domanda pari a +1,0% per l'Italia e +0,4% per la Spagna, rispettivamente del -7,2% e del -2,4% in totale, a parità di transizione energetica.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici

		***Paris* verso *Slower Transition* RCP 4.5**			***Paris* verso *Slower Transition* RCP 8.5**			***Paris* verso *Accelerated Transition***		
		Effetto transizione	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5**	**Impatto totale**	**Effetto transizione**	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5**	**Impatto totale**	**Effetto transizione**	**Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6**	**Impatto totale**
Italia	2023-2030	-4,6%	0,0%	-4,6%	-4,6%	0,0%	-4,6%	0,5%	0,0%	0,5%
	2031-2050	-8,2%	0,6%	-7,6%	-8,2%	1,0%	-7,2%	0,1%	0,0%	0,1%
Italia senza H2V	2023-2030	-3,7%	0,0%	-3,7%	-3,7%	0,0%	-3,7%	0,4%	0,0%	0,4%
	2031-2050	-5,6%	0,8%	-4,8%	-5,6%	1,4%	-4,2%	0,1%	0,1%	0,2%
Spagna	2023-2030	-3,4%	0,0%	-3,4%	-3,4%	0,0%	-3,4%	2,9%	0,0%	2,9%
	2031-2050	-2,8%	0,1%	-2,7%	-2,8%	0,4%	-2,4%	2,6%	-0,1%	2,5%
Spagna senza H2V	2023-2030	-3,4%	0,0%	-3,4%	-3,4%	0,0%	-3,4%	1,9%	0,0%	1,9%
	2031-2050	-1,7%	0,1%	-1,6%	-1,7%	0,5%	-1,3%	3,2%	-0,1%	3,1%

È opportuno evidenziare che negli anni futuri un'elettrificazione del servizio di riscaldamento degli edifici superiore a quella stimata potrebbe cambiare in entrambi i Paesi sia il segno che la dimensione dell'effetto relativo alle temperature. Da ciò, la necessità di monitorare in sede di revisione annuale l'evoluzione temporale della quota di elettrificazione del servizio di riscaldamento.

Effetto della variazione delle temperature sulla domanda elettrica nei principali Paesi del Gruppo in America Latina

Nei Paesi dell'America Latina l'impatto dell'andamento delle temperature, quantificato attraverso la metrica degli Heating Degree Days (HDD) e dei Cooling Degree Days (CDD), è stato stimato attraverso modelli econometrici di previsione basati sull'elasticità storica per Argentina e Colombia, e mediante l'utilizzo di modelli di sistema energetico integrati per Brasile e Cile, in modo analogo a quanto descritto nel capitolo precedente per Italia e Spagna, e attraverso modelli econometrici di previsione basati sull'elasticità storica per Argentina, Colombia e Perù.

Nel caso del Brasile, gli scenari di transizione alternativi (*Paris, Slower Transition* e *Accelerated Transition),* ottenuti tramite un modello di sistema energetico integrato, sono stati espansi includendo l'effetto dell'aumento di temperatura sulle domande di energia per scopi di raffrescamento nei settori residenziale e commerciale. HDD e CDD coerenti con l'RCP 2.6 sono stati associati agli scenari *Paris* e *Accelerated Transition*, mentre quelli coerenti con l'RCP 4.5 allo scenario *Slower Transition*; per stressare ulteriormente le analisi, quest'ultimo scenario è stato anche associato a un RCP 8.5.

Per quanto riguarda l'effetto della transizione considerata singolarmente, la domanda elettrica dello scenario *Slower Transition* risulta inferiore di circa il 19% in media nel periodo 2031-2050 rispetto allo scenario *Paris*, dati i differenti livelli di ambizione dei due scenari sia al 2030 sia al 2050. Se trascuriamo l'effetto della domanda di elettricità per produzione di idrogeno verde, il delta si riduce al 15%. Nello scenario *Accelerated Transition*, il livello di ambizione leggermente più alto del *Paris* viene raggiunto tramite un processo di elettrificazione più veloce; pertanto, il delta di domanda elettrica in media nel periodo 2031-2050 è positivo, intorno all'8%.

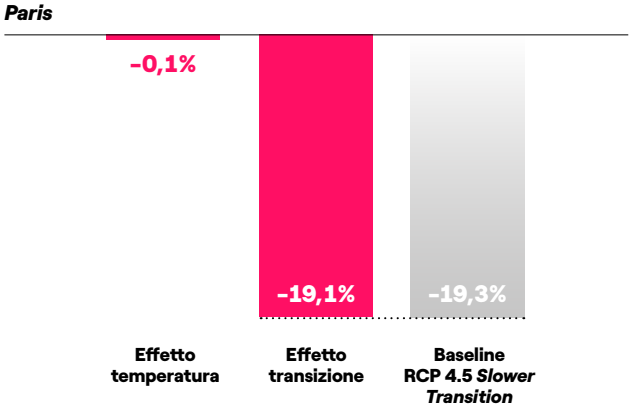
Anche in questo caso, la velocità della transizione energetica ha un impatto sul livello di domanda elettrica ben maggiore rispetto agli effetti dell'incremento della temperatura derivanti dal cambiamento climatico. Dall'analisi risulta come eventuali aumenti della temperatura causati dal cambiamento climatico determinino un effetto poco rilevante sulla domanda elettrica in Brasile.

Considerando la vista integrata, l'effetto potenziale di scenari di transizione più ambiziosi ha un impatto più significativo sulla domanda elettrica rispetto all'incremento di temperatura conseguente al cambiamento climatico.

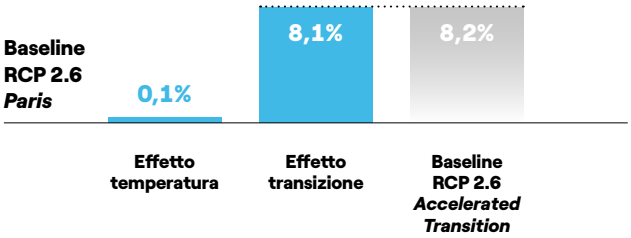
Brasile - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5

Brasile

***Paris* RCP 2.6 verso *Slower Transition* RCP 4.5**



***Paris* RCP 2.6 verso *Accelerated Transition* RCP 2.6**



Con lo scopo di indagare ulteriormente quale sia l'effetto della temperatura sugli scenari di transizione e allo stesso tempo espandere il ventaglio delle assunzioni riguardanti il cambiamento climatico, è stata condotta un'analisi di sensitività associando lo scenario *Slower Transition* all'RCP 8.5, oltre che all'RCP 4.5. Per il Brasile, assumere un tale ulteriore incremento della temperatura porta a una variazione positiva della domanda dello 0,1% e a un effetto complessivo sulla domanda a parità di transizione di -19%.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici

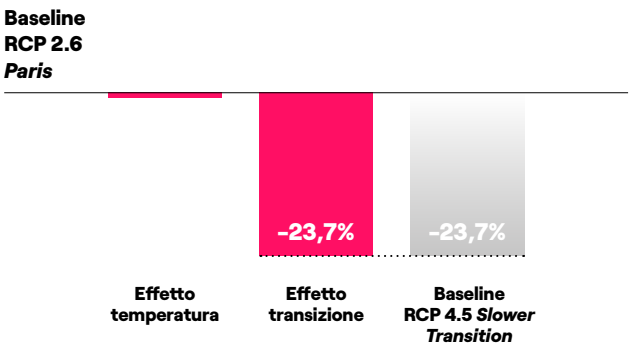
		Paris verso *Slower Transition* RCP 4.5			*Paris* verso *Slower Transition* RCP 8.5			*Paris* verso *Accelerated Transition*		
		Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 8.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6	Impatto totale
Brasile	2023-2030	-1,8%	0,0%	-1,7%	-1,8%	0,1%	-1,7%	0,6%	0,1%	0,7%
	2031-2050	-19,1%	-0,1%	-19,3%	-19,1%	0,1%	-19,0%	8,1%	0,1%	8,2%
Brasile senza H2V	2023-2030	-1,4%	0,0%	-1,4%	-1,4%	0,1%	-1,3%	0,6%	0,1%	0,7%
	2031-2050	-14,6%	-0,1%	-14,8%	-14,6%	0,2%	-14,5%	8,1%	0,1%	8,3%

Come nel caso del Brasile, anche per il Cile gli scenari di transizione alternativi (*Paris, Slower Transition* e *Accelerated Transition*), ottenuti tramite un modello di sistema energetico integrato, sono stati ampliati includendo l'effetto dell'aumento di temperatura sulle domande di energia per scopi di raffrescamento nei settori residenziale e commerciale. HDD e CDD coerenti con l'RCP 2.6 sono stati associati agli scenari *Paris* e *Accelerated Transition*, mentre quelli coerenti con l'RCP 4.5 allo scenario *Slower Transition*; per stressare ulteriormente le analisi, quest'ultimo scenario è stato anche associato a un RCP 8.5.

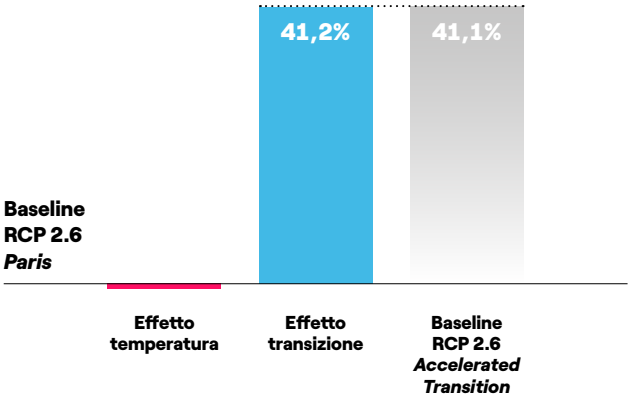
Cile - Effetto medio sulla domanda elettrica (2031-2050) dei tre scenari di transizione accoppiati ai relativi RCP 2.6 e 4.5

Cile

Paris RCP 2.6 verso _Slower Transition_ RCP 4.5



Paris RCP 2.6 verso _Accelerated Transition_ RCP 2.6



Per quanto riguarda l'effetto della transizione considerato singolarmente, la domanda di energia elettrica è inferiore di circa il 24% in media nel periodo 2031-2050 nello scenario *Slower Transition* rispetto al *Paris*, dati i diversi livelli di ambizione dei due scenari. Questa differenza è dovuta principalmente alle ipotesi in merito al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi del Paese di produzione di idrogeno verde dopo il 2030 definiti nel documento Planificación Energética Nacional de Largo Plazo (PELP). Se si omette l'effetto della domanda elettrica per la produzione di idrogeno, per il quale i due scenari hanno diversi livelli di ambizione a seconda delle diverse traiettorie di decarbonizzazione, la differenza scende al 7,7%. Nello scenario *Accelerated Transition*, il più alto livello di ambizione per quanto riguarda la transizione energetica rispetto al *Paris* viene raggiunto attraverso l'attuazione di politiche di decarbonizzazione più stringenti che portano a una maggiore elettrificazione, a una maggiore penetrazione dell'idrogeno verde nell'industria e nei trasporti e a una sua maggiore esportazione. Tutto ciò porta a valori di domanda elettrica mediamente superiori del 41,2% rispetto alla baseline dello scenario *Paris* nel periodo 2031-2050. Si osserva che, eliminando l'effetto della domanda di energia elettrica per produrre idrogeno verde, il valore della domanda di energia elettrica risulta mediamente superiore del 6,1% rispetto allo scenario *Paris* nel periodo 2031-2050.

Effetto della temperatura e della transizione sulla domanda elettrica, media sul periodo specificato dei contributi di temperatura e transizione per le diverse combinazioni di scenari di transizione e pathway climatici

		Paris verso *Slower Transition* RCP 4.5			*Paris* verso *Accelerated Transition*		
		Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 4.5	Impatto totale	Effetto transizione	Effetto temperatura da RCP 2.6 a RCP 2.6	Impatto totale
Cile	2023-2030	-2,3%	0,0%	-2,3%	0,8%	0,0%	0,8%
	2031-2050	-23,7%	0,0%	-23,7%	41,2%	-0,1%	41,1%
Cile senza H2V	2023-2030	-2,3%	0,0%	-2,3%	0,3%	0,0%	0,3%
	2031-2050	-7,7%	0,0%	-7,7%	6,1%	0,0%	6,1%

La velocità della transizione energetica ha un impatto molto maggiore sul livello della domanda elettrica rispetto all'aumento della temperatura come conseguenza del cambiamento climatico. Le politiche di decarbonizzazione insieme all'innovazione tecnologica e alla maggiore responsabilità sociale giocheranno un ruolo attivo nell'evoluzione del settore elettrico e del mix energetico in generale.

Infine, dalle analisi effettuate si evince che l'Argentina potrebbe riscontrare un aumento della domanda a causa dell'incremento della temperatura stimato tra lo 0,4% e lo 0,8% della domanda prospettica (calcolata come media delle previsioni di domanda nel periodo 2030-2050). Tale stima è ampiamente dipendente dalla componente macroeconomica di questo Paese in termini di domanda elettrica e quindi soggetta a un rilevante grado di incertezza data la sua volatilità.

Stesse considerazioni possono essere estese anche alla Colombia, in cui, nonostante si osservi un'elasticità positiva della domanda elettrica alle temperature, l'atteso innalzamento delle temperature risulterebbe comunque meno impattante rispetto alle dinamiche legate alla crescita economica, tra lo 0,1 e lo 0,9%. In Colombia, infatti, le evidenze storiche mostrano ancora un forte coupling tra la crescita della domanda elettrica e la crescita del PIL, con la domanda del settore industriale che arriva a pesare per circa il 50% dei consumi elettrici. Inoltre, la variabilità del contesto macroeconomico potrebbe avere ripercussioni sull'elettrificazione dei settori residenziale e terziario, che rappresentano i driver più immediati dell'incremento della domanda elettrica in caso di aumento delle temperature.

La strategia del Gruppo e il Piano Industriale

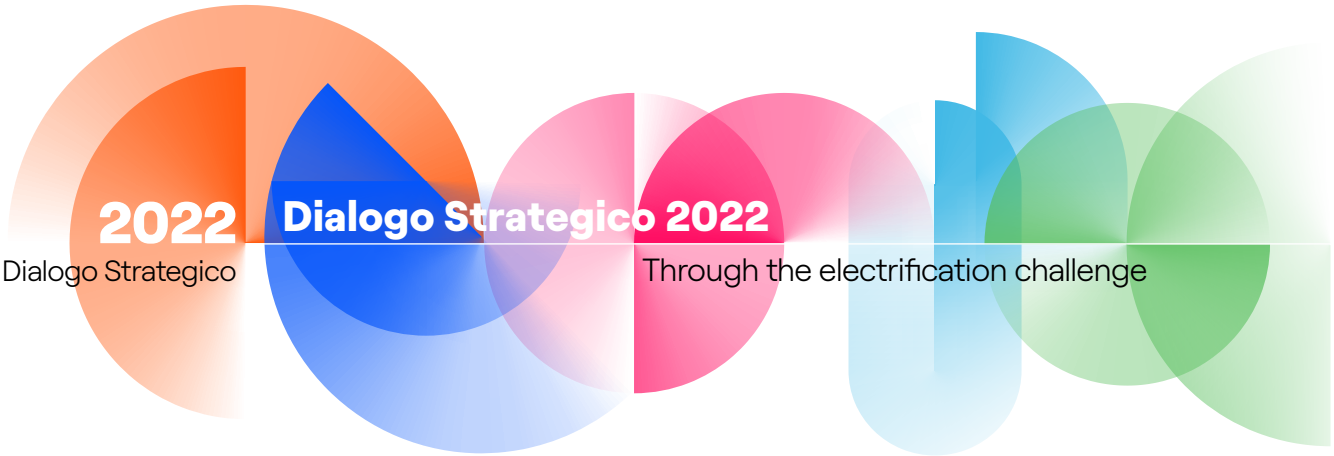
La definizione della strategia del Gruppo si basa sulla valutazione di opzioni che permettano la generazione di valore sostenibile per tutti gli stakeholder sul lungo termine.

Fondamentale è la valutazione del contesto esterno e della sua evoluzione: per definire il quadro di riferimento, viene sviluppato un framework completo di scenario planning, con l'obiettivo di prepararsi a catturare le opportunità e ad affrontare in modo più robusto rischi e incertezze future. L'analisi di quanto potrebbe accadere nel contesto esterno, unita al purpose del Gruppo e alla missione di Open Power, diventa funzionale alla definizione del posizionamento del Gruppo in tale contesto. Si identificano, quindi, le ambizioni di lungo termine e si disegnano le opzioni strategiche, che caratterizzano la pianificazione di lungo periodo.

Negli ultimi anni, l'incremento di complessità del contesto di riferimento, unito alla velocità di cambiamento, ha fatto sì che anche il processo di definizione strategica del Gruppo evolvesse, al fine di intercettare quanto più possibile tale dinamismo, trasformandolo in un fattore abilitante alla definizione degli obiettivi.

In particolare, a oggi tale processo si articola nelle principali attività di seguito dettagliate.

- **Il Dialogo Strategico –** Un processo continuo di dialogo attivo lungo l'intero arco dell'anno e trasversale a tutte le Funzioni del Gruppo, tramite cui vengono individuati, approfonditi, discussi e indirizzati i temi ritenuti rilevanti (c.d. "strategic topics") per l'evoluzione e la crescita del Gruppo stesso. Il dialogo appartiene a una fase di design strategico, dove la comunicazione tra executive produce contributi di valore per arrivare alla definizione di nuove opzioni strategiche, ponendo l'accento anche su necessità di cambiamento culturale od organizzativo e di sinergie tra business. Tale processo, coordinato a livello di Gruppo, prevede dapprima l'individuazione dei topic, condivisi e integrati dal top management e approvati dal CEO. La fase successiva del processo di Dialogo Strategico prevede la strutturazione di gruppi di lavoro agili, all'interno dei quali vengono inserite tutte le professionalità necessarie alla corretta analisi di ogni topic, finalizzati alla preparazione di workshop dedicati o di opzioni strategiche da discutere.



La governance del processo è centrale e prevede milestone e deadline, definite anche sulla base della propedeuticità di alcune decisioni rispetto ad altre. In particolare, nel corso del 2022 i gruppi di lavoro creati sono stati organizzati per aree strategiche: "Impatto del contesto esterno", per analizzare impatti e ricadute sul business della crisi energetica e delle persistenti turbolenze che hanno caratterizzato questo anno, "Customer centricity e digitalizzazione" e "Allocazione delle risorse", cui si è data risposta attraverso la definizione della strategia integrata di Paese, il riposizionamento del Gruppo e quanto illustrato durante il Capital Markets Day. Gli output e i piani di strategia integrata vengono poi discussi e approvati dal top management

all'interno di incontri dedicati. Tra gli incontri ce n'è uno in particolare, denominato "Top Team Offsite", dove si trattano i topic prioritari con tutto il top management; le conclusioni più rilevanti vengono poi inserite nella pianificazione di lungo termine del Gruppo. Segue poi il Vertice Strategico, al fine di condividere con il Consiglio di Amministrazione le linee guida del nuovo Piano Strategico. Questo framework garantisce la governance nel trattamento dei temi strategici, assicurando contemporaneamente rapidità nell'individuazione dei trend emergenti e il necessario coinvolgimento cross-business per una completa analisi di temi complessi e interdipendenti in presenza di una struttura organizzativa basata sulla matrice Paese/Linea di Business/Funzione di Servizio.

- **Il Piano Strategico –** Tale processo, alimentato in modo continuativo dai feedback derivanti dal Dialogo Strategico, converte in modelli quantitativi le informazioni da elaborare per definire la visione d'insieme dell'evoluzione industriale, economica e finanziaria del Gruppo, integrata da ipotesi di gestione attiva del portafoglio. La valutazione delle opzioni strategiche si effettua su un orizzonte temporale che va oltre quello della pianificazione industriale, tramite (i) la definizione e l'elaborazione quantitativa e qualitativa di scenari macroeconomici, energetici e climatici alternativi rispetto ai quali valutare la strategia complessiva, (ii) l'analisi basata su stress test relativi a diversi fattori, tra cui l'evoluzione del settore industriale, della tecnologia, dell'assetto competitivo, delle variabili climatiche e delle policy.
- **Il posizionamento di lungo termine –** Dalle analisi e decisioni descritte ai punti precedenti si traggono le evidenze per un posizionamento di lungo termine su molteplici argomenti, nonché sulla valutazione di ambizioni industriali ed economiche/finanziarie e target per il Gruppo.
- **Le analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito di sostenibilità –** Con una metodologia sviluppata prendendo in considerazione le linee guida di numerosi standard internazionali (per es., Global Reporting Initiative - GRI, SASB, TCFD, UN Global Compact, SDG Compass ecc.), Enel svolge analisi ESG e di materialita con l'obiettivo di identificare e valutare le priorità per gli stakeholder e integrarle nella strategia di Gruppo.

La strategia del Gruppo Enel si è dimostrata in grado di creare valore in maniera sostenibile nel lungo termine, integrando appieno i temi di sostenibilità e di profonda attenzione per gli argomenti connessi al cambiamento climatico, garantendo allo stesso tempo un aumento della profittabilità.
Il Gruppo è tra le aziende leader che guidano la transizione energetica, attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica, la digitalizzazione delle reti di distribuzione e l'elettrificazione dei consumi finali, che rappresentano opportunità sia per aumentare la creazione di valore per tutti sia per concorrere positivamente a un più rapido raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi nonché quelli di Sostenibilità Globale definiti dall'ONU (Sustainable Development Goal) nell'Agenda 2030.

Il Piano Strategico

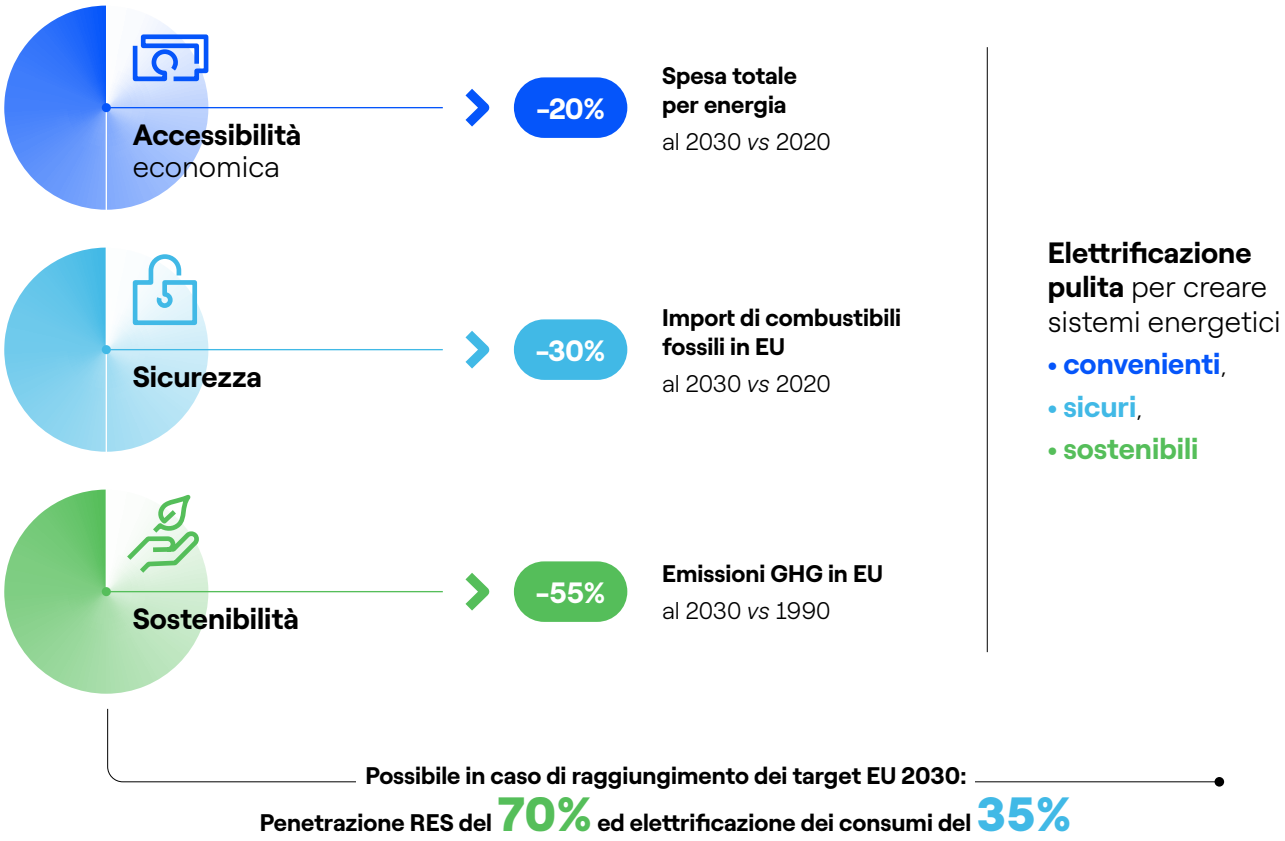
Risposta al contesto

Gli ultimi tre anni sono stati caratterizzati da eventi senza precedenti. L'effetto combinato di due anni di pandemia e della guerra attuale ai confini dell'Europa ha aumentato la necessità di un'accelerazione nella transizione energetica e nella digitalizzazione, insieme alla riorganizzazione e al riequilibrio delle catene di approvvigionamento globali.
La generale preoccupazione circa gli effetti del cambiamento climatico è stata rafforzata da un numero crescente di eventi meteorologici estremi, siccità record e inondazioni in varie parti del globo.

I Governi di tutto il mondo hanno in generale fatto ricorso a misure per stimolare e sostenere le economie. In Europa, a causa della forte volatilità dei prezzi del gas, sono state introdotte misure fiscali e di regolamentazione in molti Paesi, con risultati non omogenei, come anche diversi sono stati i fondi messi a disposizione per superare o arginare la crisi generata dai prezzi alti dell'energia.
Per consentire un ritmo più veloce di realizzazione della transizione energetica, si sta attuando un'accelerazione nell'implementazione di energy policy per la transizione e del nuovo market design.

L'attuale contesto evidenzia la necessità di conseguire alcuni obiettivi, il cosiddetto "trilemma dell'energia":

- accessibilità economica, in relazione alla fornitura di energia a prezzi ragionevoli e stabili nel lungo termine;
- sicurezza, con riguardo alla fornitura di energia con una limitata esposizione a tensioni geopolitiche e, quindi, che garantisca più indipendenza ai singoli Paesi;
- sostenibilità, relativamente a un approvvigionamento energetico senza impatto sul clima e sugli ecosistemi.



Fonte: EU Commissions (Fit for 55, REPowerEU), IEA WEO 2021, IEA WEO 2022; Net Zero report, elaborazione interna.

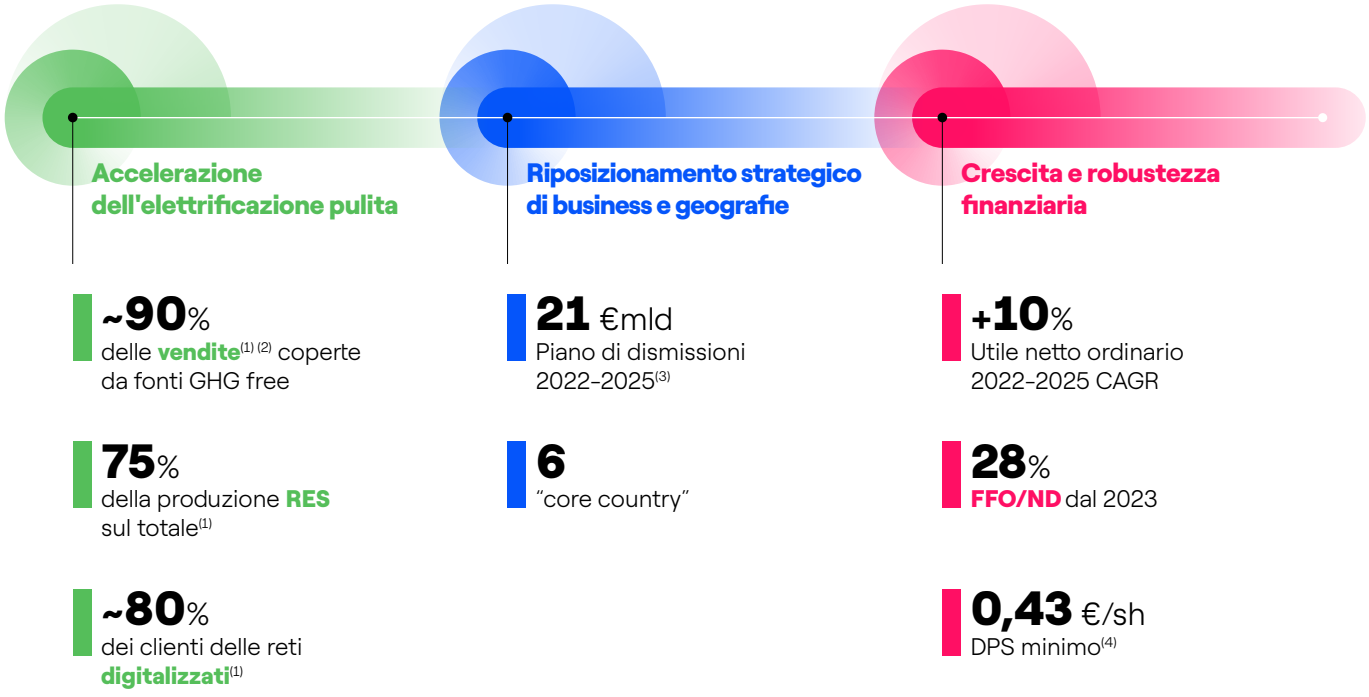
La strategia del Gruppo per raggiungere tali obiettivi si incentra su:

- decarbonizzazione del mix di generazione, con il progressivo sviluppo di energia rinnovabile e la contestuale uscita dalla produzione di energia elettrica a carbone e a gas (entro il 2040);
- elettrificazione dei consumi finali, con l'incentivazione di nuovi prodotti e servizi per i clienti, contestualmente alla graduale uscita dal business di vendita del gas ai consumatori finali (da completarsi entro il 2040);
- digitalizzazione e potenziamento delle reti di distribuzione, per far fronte alla transizione energetica in corso e garantire la qualità del servizio ai clienti.

Le priorità strategiche 2023-2025

Nell'arco di Piano, il Gruppo prevede di:

- focalizzarsi su una filiera industriale integrata verso un'elettrificazione sostenibile, sempre più necessaria nei sistemi energetici globali, soddisfacendo circa il 90% delle vendite a prezzo fisso nei Paesi "core" con elettricità carbon-free nel 2025, portando la generazione da fonti rinnovabili a circa il 75% del totale, nonché raggiungendo una percentuale di digitalizzazione dei clienti di rete pari a circa l'80%;
- conseguire un riposizionamento strategico dei business e delle aree geografiche con un piano di dismissioni di circa 21 miliardi di euro nel periodo 2022-2025 in termini di contributo positivo alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo. Si prevede che la maggior parte di questo piano sia completata entro la fine del 2023, conseguendo una struttura societaria più agile, focalizzata nei sei Paesi "core";
- assicurare la crescita e la solidità finanziaria coniugando un tasso di crescita annuale composto (CAGR) dell'utile netto ordinario del 10% con un rapporto FFO/Net Debt del 28% previsto a partire dal 2023, oltre a mantenere un DPS fisso pari a 0,43 euro nel periodo 2023-2025, in aumento rispetto ai 0,40 euro nel 2022. In aggiunta il DPS del 2024 e del 2025 è da considerarsi come un minimo sostenibile e non un massimo.



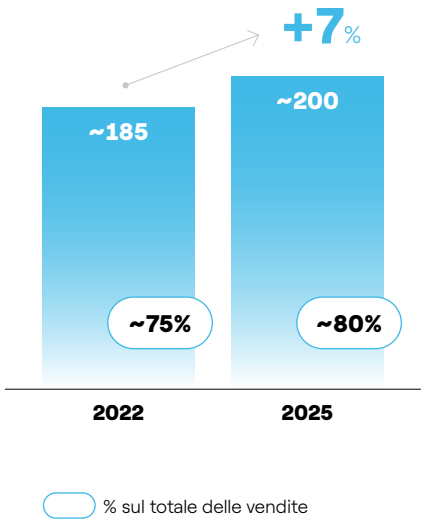
(1) Nel 2025.
(2) Vendite a prezzo fisso nelle "core country".
(3) Totale impatto indebitamento netto, post tasse.
(4) Nel 2024 e 2025.

A tal fine, tra il 2023 e il 2025 il Gruppo prevede di investire un totale di circa 37 miliardi di euro per implementare le azioni strategiche di seguito illustrate.

I. Bilanciamento della domanda dei clienti e dell'offerta per ottimizzare il profilo di rischio/rendimento

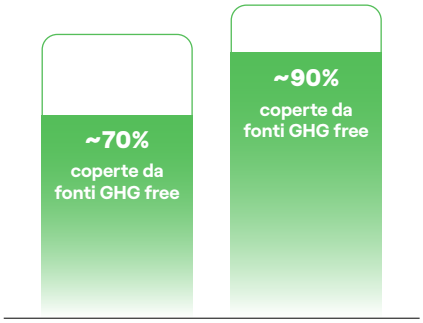
Entro il 2025, nei sei Paesi "core" il Gruppo prevede di vendere circa l'80% dei volumi di elettricità con contratti a prezzo fisso, un aumento di circa 15 TWh (+7%) rispetto alle stime per il 2022. Il Gruppo prevede di soddisfare il 100% delle vendite a prezzo fisso con la propria produzione e con Power Purchase Agreement (PPA) di lungo periodo, prevedendo che il 90% circa sia coperto da fonti carbon-free, per assicurare ulteriormente l'evoluzione dei margini del Gruppo.

Vendite a prezzo fisso[1] (TWh)



% sul totale delle vendite

Copertura vendite a prezzo fisso[1]



100% % su totale produzione in Ownership & PPA lungo termine

- Offerte ai clienti con **prezzi più accessibili** basati su contratti a **prezzi fissi**
- Strategia **commerciale** più efficace, garantita da una **maggiore copertura** da produzione **RES**
- La copertuta di **energia pulita migliora i margini** e riduce i **rischi di breve termine**

(1) "Core country".

Questo permetterà al Gruppo di attuare una strategia commerciale di lungo termine, stabile e visibile, riducendo quindi i rischi a breve termine associati alla volatilità esterna e promuovendo la transizione dei clienti del Gruppo dall'energia proveniente da fonti fossili all'elettricità sostenibile.

A tal fine, il Gruppo, grazie alla consolidata relazione contrattuale con la propria base clienti, prevede di accelerare nei prossimi tre anni la diffusione di servizi a valore aggiunto e di un'infrastruttura di ultima generazione. Nello specifico:

- punti ricarica pubblici di proprietà (da circa 23.000 a circa 31.000 nel 2025);
- demand response (da circa 8,5 GW stimati nel 2022 a 12,4 GW circa nel 2025).

II. Decarbonizzazione per assicurare competitività, sostenibilità e sicurezza

Entro il 2025, il Gruppo prevede di aggiungere circa 21 GW di capacità rinnovabile installata (di cui circa 19 GW nei Paesi "core"), ben posizionandosi verso il raggiungimento dei propri obiettivi di decarbonizzazione, in linea con l'Accordo di Parigi.

Il Gruppo prevede di sviluppare questa capacità rinnovabile grazie a una market-leading pipeline, pari a circa 455 GW.

Prosegue l'implementazione da parte del Gruppo del proprio modello di business di Stewardship, con l'obiettivo di cogliere ulteriori potenziali opportunità in Paesi "non-core" per massimizzare la creazione di valore a livello globale.

La strategia di decarbonizzazione, unita alla spinta verso l'elettrificazione, consente al Gruppo di confermare ancora una volta il suo impegno verso il raggiungimento di zero emissioni al 2040, con obiettivi fissati per tutti gli Scope e che coprono sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo l'intera catena di valore del Gruppo. Tali obiettivi sono stati certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi) come coerenti con il percorso di mantenimento dell'incremento della temperatura globale al di sotto dei 1,5 °C rispetto al livello preindustriale.

	2022	2025	2030	2040
Scope 1 Generation[1] (gCO_{2eq}/kWh)	229	130	72	Emissioni Zero
Scope 1 e 3 Integrated Power[1] (gCO_{2eq}/kWh)	218	135	73	
Scope 3 Gas Retail[1] ($MtCO_{2eq}$)	22,9	20,9	11,4	

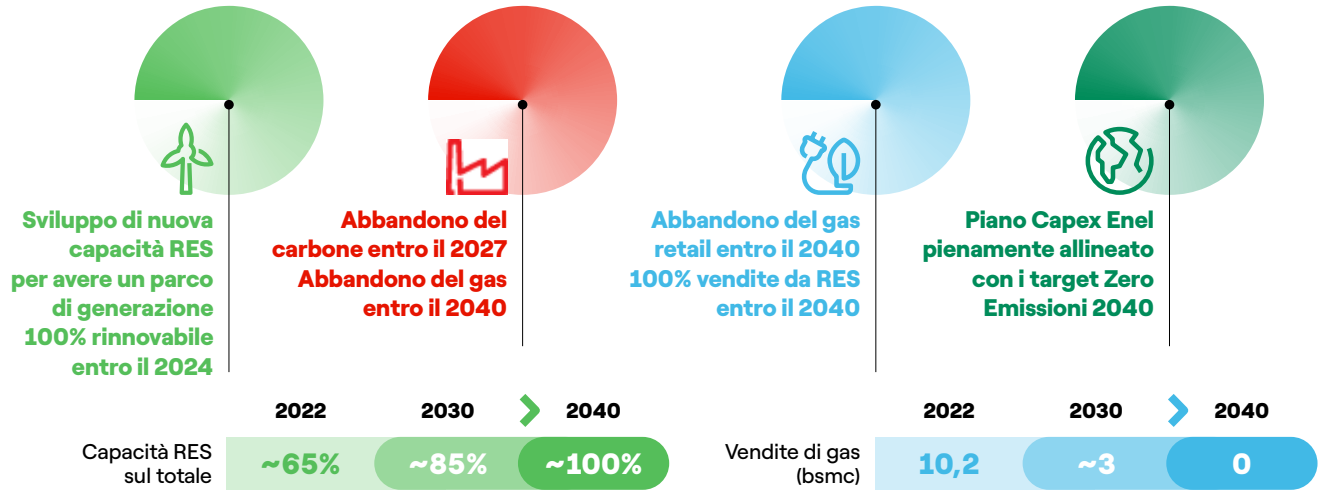
Certificato SBTi 1,5 °C

Senza uso di rimozione di carbonio

Certificazione SBTi 1,5 °C sulla copertura del 100% delle emissioni di GHG (Scope 1, 2 e 3)[2]

(1) I target non includono il piano M&A.
(2) Anche i target su rimanenti emissioni Scope 1, 2 e 3 sono stati certificati: 2030 target 10,4 $MtCO_{2eq}$; 2040 target -2.5 $MtCO_{2eq}$ (da neutralizzare per raggiungere Net-Zero).

Il piano si basa sull'implementazioni di alcuni fondamentali step strategici: (i) la previsione di abbandonare la generazione a carbone e quella a gas, sostituendo il portafoglio termoelettrico con nuova capacità rinnovabile, oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo; (ii) l'abbandono entro il 2040 dell'attività di vendita retail di gas, con la totalità dell'elettricità venduta dal Gruppo prodotta da fonti rinnovabili.



III. Rafforzamento, sviluppo e digitalizzazione delle reti per abilitare la transizione

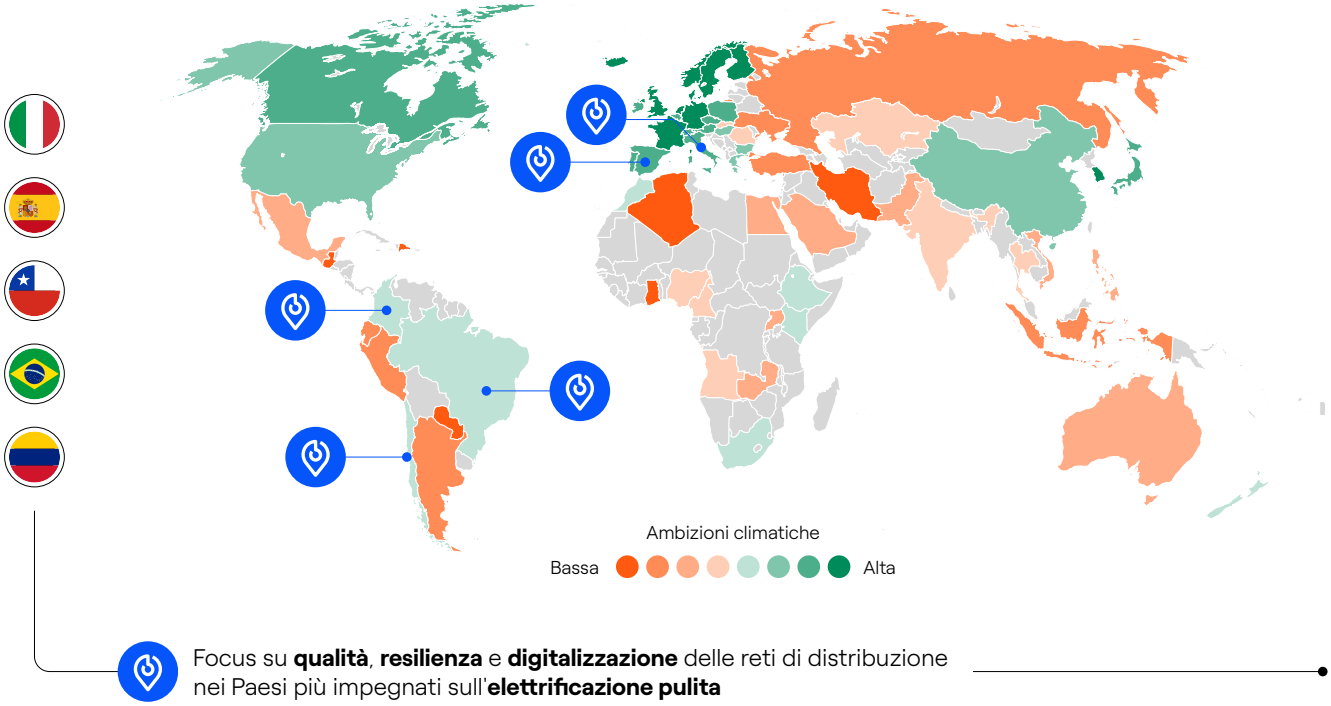
La strategia del Gruppo per le reti riguarda cinque dei sei Paesi "core", nello specifico Italia, Spagna, Brasile, Cile e Colombia, dove la sua esperienza unica nell'evoluzione digitale può essere utilizzata al meglio, principalmente nelle grandi aree metropolitane.

Si prevede che l'intensità degli investimenti del Gruppo per cliente nel settore delle reti aumenti di circa il 30% in media nel periodo 2023-2025 rispetto alla stima per il periodo 2020-2022.

I driver di questa crescita sono:

- la necessità di migliorare qualità e resilienza per gestire al meglio l'incremento di carico, affrontando al contempo le sfide poste dagli eventi legati al cambiamento climatico;
- la digitalizzazione degli asset del Gruppo in corso, al fine di migliorare l'efficienza e ridurre le interruzioni di rete, raggiungendo un System Average Interruption Duration Index (SAIDI) di circa 150 minuti nel 2025 (-13% rispetto al 2022);
- l'incremento dei clienti di rete digitalizzati, che si prevede raggiungano l'80% circa nel 2025 (+20 punti percentuali circa rispetto al 2022);
- l'aumento delle connessioni per affrontare il futuro incremento delle risorse energetiche distribuite e l'espansione delle reti urbane.

Le reti Enel e il ranking mondiale sul "Green Future Index"[(1)]



(1) Fonti: MIT Technology Review Insights, The Green Future Index, 2021.

IV. Razionalizzazione del portafoglio di business e delle aree geografiche

Nel 2022, l'attuazione della strategia di semplificazione del Gruppo ha registrato una netta accelerazione. Nel corso dell'anno, infatti, sono state finalizzate le seguenti operazioni: la cessione di Enel Russia, la vendita dell'impianto CCGT di Fortaleza e delle reti di distribuzione di Goiás in Brasile, la cessione degli asset di trasmissione e la cristallizzazione di valore del portafoglio gas in Cile, nonché l'operazione relativa a Gridspertise.

A seguito di questa accelerazione, nel periodo 2023-2025 il Gruppo prevede un'ulteriore razionalizzazione della propria struttura, uscendo da alcuni business e aree geografiche non più allineate alla propria strategia. Il Gruppo prevede, inoltre, di continuare a implementare il proprio modello di Stewardship nei Paesi "non-core". Al contempo, in linea con l'obiettivo di uscire dalle attività carbon intensive, il Gruppo prevede di fare leva sull'attuale contesto di mercato per avviare l'uscita dalle attività nel settore del gas. Questo programma complessivo di dismissioni è parte integrante del piano per ridefinire la struttura del Gruppo, massimizzando il valore per gli azionisti.

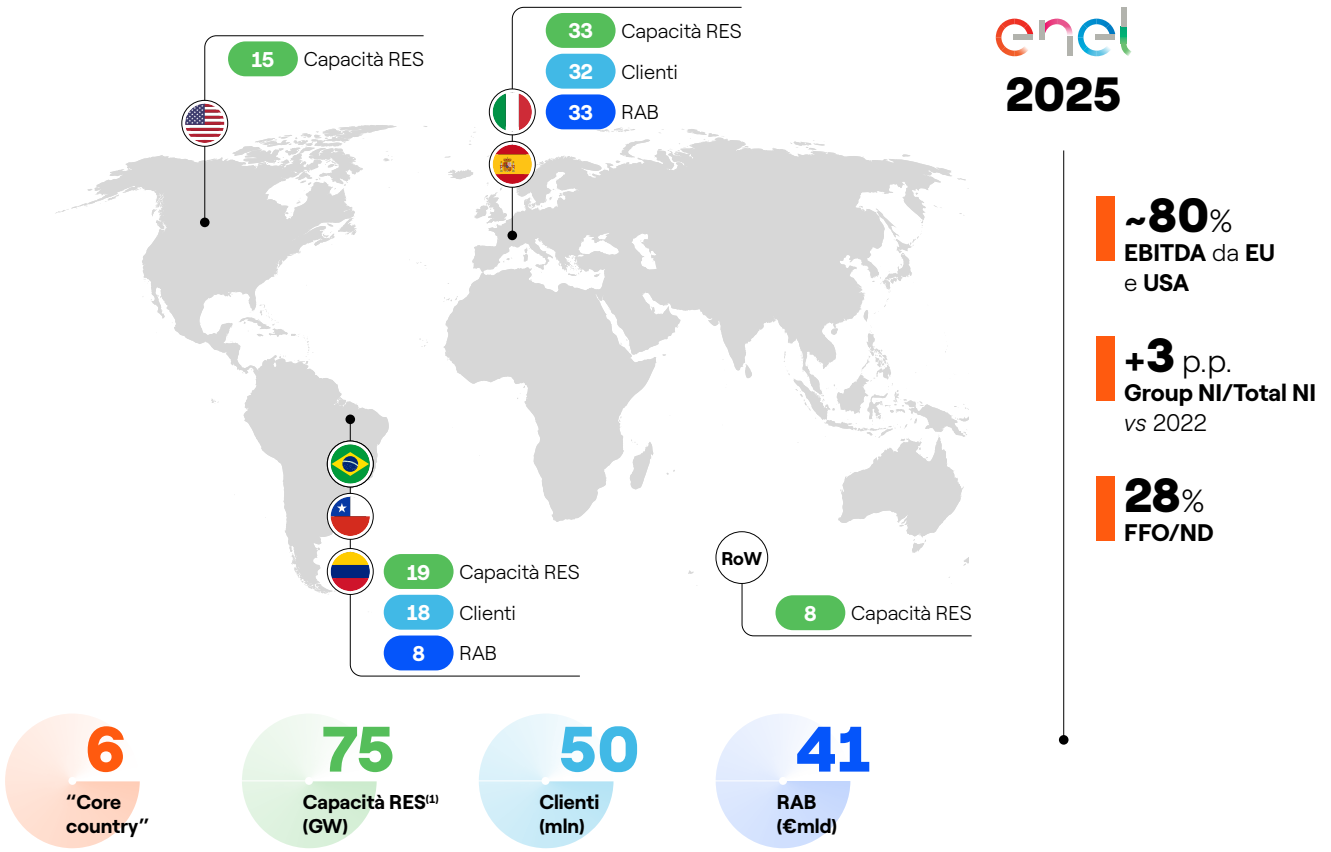
Si prevede che il 2023 sarà l'anno chiave per la strategia di razionalizzazione a lungo termine del Gruppo. Nell'arco di Piano:

- è previsto che le attività in Europa si concentrino in Italia e Spagna con la cessione degli asset in Romania;
- in America Latina, il Gruppo prevede di uscire da Perù e Argentina;
- si prevede che alcune aree geografiche, come Australia e Grecia, siano inserite nel perimetro del modello di Stewardship;
- è prevista la cristallizzazione del valore del portafoglio gas in Spagna;
- si prevede che gli asset in Ceará siano ceduti al fine di focalizzarsi maggiormente sulle reti di distribuzione nei grandi agglomerati urbani (Rio e San Paolo);
- sarà cristallizzato il valore di altri asset minori nelle rinnovabili non legati a consistenti basi clienti a valle;
- è prevista inoltre la cristallizzazione del valore degli asset negli Stati Uniti e di Enel X Way.

Si prevede che il Piano sopra descritto porti a una struttura ottimizzata, con i seguenti effetti sui risultati economico-finanziari di Gruppo:

- un contributo positivo alla riduzione dell'indebitamento netto di Gruppo per circa 21 miliardi di euro, che raggiungerà un livello massimo nel 2023, quando si prevede che supererà i 12 miliardi di euro;
- un impatto negativo sull'EBITDA ordinario di Gruppo a regime di circa 2,8 miliardi di euro e sull'utile netto ordinario di Gruppo di circa 900 milioni di euro nel 2024.

Entro la fine del periodo di Piano, il Gruppo prevede di conseguire una struttura più agile, focalizzandosi sui Paesi "core", con una prevista riduzione dell'incidenza delle minoranze azionarie e un significativo miglioramento delle metriche di credito. Entro il 2025, il Gruppo prevede di gestire un totale di circa 75 GW di capacità rinnovabile (inclusi 4 GW di BESS - Battery Energy Storage Systems), pari a circa il 75% della produzione totale, portando la quota di generazione senza emissioni all'83% circa.



(1) Include circa 4 GW di capacità BESS.

La strategia integrata nei Paesi "core"

La scelta di Enel di attuare una strategia commerciale integrata fa leva sulle opportunità che l'integrazione porta in termini di una più efficace politica commerciale che abbracci tutta la catena del valore. Tale strategia viene applicata nei Paesi in cui il Gruppo è presente in maniera integrata, a partire dalla presenza di una base clienti finali cui commercializzare l'energia generata. Tali Paesi sono stati denominati Paesi "core" o *"Tier 1"*, e sono: Italia, Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia.

La definizione dei Piani di strategia integrata per i Paesi "core" ha richiesto un ripensamento generale sia dell'approccio commerciale sia di quello infrastrutturale, anche al fine di tracciare piani e opzioni di esecuzione differenziati per le diverse caratteristiche di partenza.

Per ogni Paese sono stati definiti un **piano commerciale** e un **piano di sourcing**, sviluppati secondo una logica di integrazione e finalizzati alla massimizzazione del valore creato.

In particolare:

- il piano commerciale si pone come obiettivo la massimizzazione delle vendite, e include ambizioni di lungo termine (livelli di elettrificazione, clienti, churn rate, quota di mercato ecc.) su commodity e "beyond commodity", differenziate per segmenti di clienti;
- il piano di sourcing si pone come obiettivo la minimizzazione del costo di sourcing in accordo con le esigenze del piano commerciale ed eventuali altri fabbisogni di vendita. Il piano include la generazione già disponibile da impianti esistenti nel Paese, quella ulteriore da impianti in pipeline (piano infrastrutturale) e altra generazione acquistabile sul mercato.

In una fase successiva i due piani vengono ottimizzati sulla base del valore integrato, portando per esempio a una revisione del portafoglio di vendita, orientandolo verso segmenti a maggior tasso di elettrificazione oppure a un'ottimizzazione del piano di sourcing, tramite una maggiore crescita organica o a opzioni strategiche alternative.

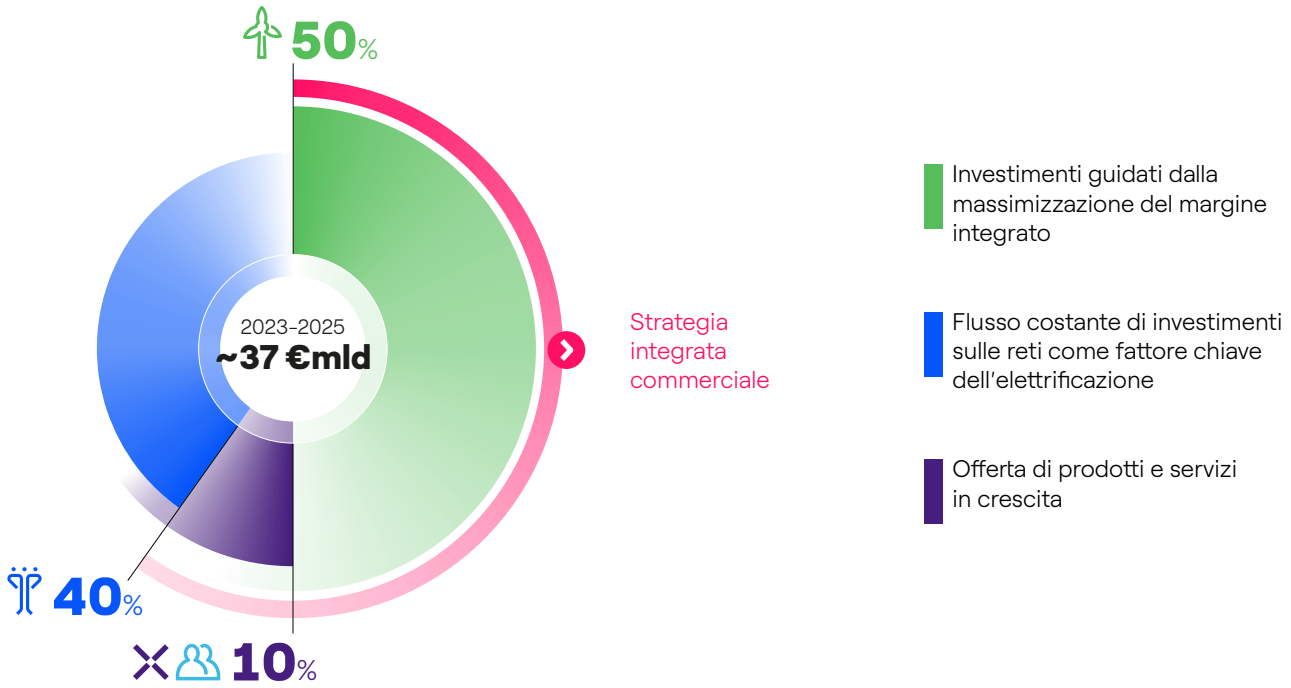
Il processo di ottimizzazione è pertanto un processo iterativo che viene condotto in maniera "rolling" durante tutto l'anno a intervalli prefissati o a seguito di "trigger events".

Per garantire l'efficacia e la coerenza degli output finali per Paese, viene implementato un coordinamento centrale del processo di definizione delle strategie integrate di Country. In particolare, un team centrale fornisce alle sei "core country" una serie di input (assunzioni di scenario, metodologie, modelli e vincoli finanziari da rispettare ecc.), entro i quali il business individua le opzioni industriali più efficaci.

Il piano investimenti

Gli investimenti del Gruppo nel 2023-2025, pari a circa 37 miliardi di euro, sono principalmente concentrati nei sei Paesi "core".

Capex lordi per business



Si prevede che circa il 60% degli investimenti del Gruppo, di cui circa il 50% in generazione e circa il 10% in clienti e servizi energetici avanzati, sostenga la strategia commerciale integrata del Gruppo. Si prevede che le reti rappresentino circa il 40% degli investimenti nell'arco del Piano Strategico.

Per quanto riguarda la strategia commerciale integrata, nel 2023-2025 il Gruppo prevede di investire circa 22 miliardi di euro. A livello Paese, si prevede che quasi il 90% di questi investimenti sia allocato in Italia, Spagna e Stati Uniti, dove il Gruppo può trarre vantaggio dalle politiche di sostegno all'elettrificazione sostenibile, tenendo anche conto del quadro regolatorio favorevole.

In particolare, il Gruppo prevede di accelerare lo sviluppo delle rinnovabili:

- in Italia e Spagna, per consentire contratti a prezzo fisso di maggiore durata, sostituendo gli asset termoelettrici del Gruppo con tecnologie sostenibili non influenzate dalla volatilità delle commodity;
- negli Stati Uniti e in America Latina, per trarre beneficio dai PPA a lungo termine, che offrono elevata visibilità sui rendimenti.

Si stima che l'EBITDA da generazione elettrica e mercati retail raggiunga circa 15 miliardi di euro nel 2025, con un CAGR di circa il 20% nell'arco di Piano.

Per quanto riguarda le reti, nel 2023-2025 il Gruppo prevede di investire circa 15 miliardi di euro, principalmente in Europa (oltre l'80% degli investimenti) alla luce della riequilibrata presenza geografica del Gruppo, di contesti regolatori favorevoli e al fine di promuovere il ruolo delle reti come abilitatori della transizione energetica.

Si prevede che l'allocazione di capitale del Gruppo determini un aumento dell'EBITDA delle reti fino a 7,3 miliardi di euro nel 2025, da circa 8,3 miliardi di euro nel 2022 (comprensivo del contributo delle distributrici in cessione nell'arco del Piano).

Per quanto riguarda, infine, il modello di business della Stewardship, è prevista la mobilitazione di investimenti da parte del Gruppo e di terze parti per un totale di circa 15 miliardi di euro, di cui:

- circa 1,3 miliardi di euro in investimenti diretti del Gruppo in asset che si prevede saranno conferiti in joint venture;
- circa 1,1 miliardi di euro in apporti di capitale da parte del Gruppo in joint venture;
- il resto, in investimenti di terze parti.

Tali risorse sono funzionali ad aggiungere nuova generazione da fonti rinnovabili, nuove infrastrutture e servizi per accelerare il percorso dei clienti del Gruppo verso l'elettrificazione.

Nei prossimi tre anni, si prevede che questo modello generi circa 1,5 miliardi di euro in termini di EBITDA cumulato, con un valore atteso della partecipazione di Gruppo pari a 2,5-3,0 miliardi di euro nel 2025.

Obiettivi finanziari

Si prevede che le azioni delineate dal Piano Strategico abbiano un impatto positivo immediatamente visibile sull'indebitamento netto di Gruppo, di cui si stima una significativa riduzione in un range di 51-52 miliardi di euro entro la fine del 2023, da 60 miliardi di euro nel 2022. Di conseguenza, si prevede che il rapporto indebitamento netto/EBITDA diminuisca dal valore di 3,0 volte stimato nel 2022 a 2,4-2,5 volte nel 2023, per poi rimanere stabile nel restante periodo di Piano. Analogamente, si prevede che il rapporto FFO/Net Debt aumenti di 13 punti percentuali, dal 15% nel 2022 al 28% previsto nel 2023, per poi rimanere stabile nel restante periodo di Piano.

Per effetto di tale strategia finanziaria, si prevede che il costo del debito rimanga sostanzialmente stabile nonostante il recente incremento dei tassi di interesse, restando pressoché invariato a circa 3,4-3,5%.
La finanza sostenibile resterà al centro della strategia finanziaria del Gruppo. Si prevede che la quota delle fonti di finanziamento sostenibile rispetto all'indebitamento lordo totale aumenti al 70% circa nel 2025 rispetto al 60% del 2022.
Si prevede che l'EBITDA ordinario di Gruppo cresca sino a un valore compreso tra 22,2 miliardi di euro e 22,8 miliardi di euro nel 2025 dai 19,7 miliardi di euro del 2022, con un CAGR del 5%. Si prevede che l'utile netto ordinario di Gruppo aumenti a 7,0-7,2 miliardi di euro nel 2025, dai 5,4 miliardi di euro nel 2022, con un CAGR del 10%.
Il Gruppo conferma una politica dei dividendi semplice e prevedibile, con un DPS pari a 0,43 euro nel periodo 2023-2025, in aumento rispetto a 0,40 euro nel 2022; il DPS nel 2024 e 2025 è da considerarsi come un minimo sostenibile.

Obiettivi finanziari

	2022	2023	2024	2025
Crescita dell'utile				
EBITDA ordinario (€mld)	19,7	20,4-21,0	21,4-22,0	22,2-22,8
Utile netto ordinario (€mld)	5,4	6,1-6,3	6,7-6,9	7,0-7,2
Creazione di valore				
DPS (€/azione)	0,40	0,43	0,43(1)	0,43(1)

(1) DPS minimo.

Climate change strategy

Framework complessivo e policy

Il cambiamento climatico rappresenta la principale sfida globale del secolo attuale e, in un contesto come questo, Enel, in qualità di attore globale nel mercato dell'energia, è in prima linea con un ruolo attivo nella lotta contro il cambiamento climatico, da un lato contribuendo a guidare la transizione energetica globale verso un valore di zero emissioni come leva di mitigazione e, dall'altro, attrezzandosi per definire le migliori misure di adattamento a cambiamenti che comunque, in frequenza e intensità più o meno grandi, avranno luogo.
L'azione di Enel nei confronti della lotta contro il cambiamento climatico rappresenta pertanto uno dei pilastri portanti della strategia del Gruppo sia nel breve sia nel lungo termine.

Nell'ambito della mitigazione vengono racchiuse tutte le iniziative tese a ridurre l'impatto che le attività del Gruppo e degli stakeholder a esso connessi provocano sul cambiamento climatico, ovvero *in primis* tutte le azioni tese a diminuire le emissioni di gas serra.
Nell'ambito dell'adattamento ricadono, invece, tutte le iniziative che Enel vuole implementare per rendere più resilienti gli asset, aumentare le capacità di risposta a eventi climatici estremi, ideare opzioni strategiche e business model che si rivolgano a esigenze diverse in un clima che cambia.
In ognuno dei due ambiti le sfide presentano opportunità che la strategia del Gruppo vuole cogliere. Adattarsi al cambiamento climatico, nella visione di Enel, significa an-

che esplorare nuove opportunità di business legate al mutato contesto, sviluppare nuove tecnologie e creare valore dalle competenze acquisite. Mitigare l'impatto del cambiamento climatico accade anche attraverso la ricerca di tecnologie innovative che permettano un'economia più green by design o che migliorino semplicemente performance e circolarità, per esempio.

Un ruolo fondamentale giocano l'esperienza maturata e le considerazioni legate ai possibili scenari climatici, visti in precedenza, utilizzati per indirizzare entrambi gli ambiti. Il Gruppo, come verrà approfondito nella sezione relativa ai rischi e alle opportunità legati al cambiamento climatico, si è anche dotato di una policy interna per assessment e gestione delle sfide legate a esso.

Ambizione emissioni zero

Tra i primi firmatari, nel 2019, della campagna "Business Ambition for 1.5 °C" promossa dalle Nazioni Unite e da altre istituzioni, il Gruppo Enel ha dichiarato pubblicamente il suo impegno a sviluppare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP 21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale a 1,5 °C.
L'impegno di Enel nel contrastare il cambiamento climatico ha raggiunto un nuovo traguardo storico nel 2022: il Gruppo ha, infatti, definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore del Gruppo, composta da quattro target certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi), in linea con la limitazione del riscaldamento globale a 1,5 °C.
I nuovi obiettivi certificati di Enel fanno seguito all'ambizione stabilita dall'Azienda nel 2021, quando ha anticipato di 10 anni, dal 2050 al 2040, il proprio impegno ad azzerare le emissioni.
L'ambizione di Enel va oltre quanto certificato dalla SBTi e mira a spianare la strada per consentirle di diventare un'azienda a emissioni zero entro il 2040. La roadmap prevede attualmente di abbattere tutte le emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra (GHG) di circa il 99% entro il 2040 rispetto al 2017 in tutta la sua catena del valore, ben oltre la soglia complessiva fissata dalla SBTi (90%). Il Gruppo mira a raggiungere una riduzione del 100% di tutte le emissioni, nell'ottica di un superamento, nel breve-medio periodo, di fattori esogeni, come lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche nella catena di fornitura su larga scala o l'attuazione di alcune strategie di mercato e politiche. Enel collabora attivamente con fornitori, clienti e policy maker per promuovere soluzioni e accelerare le azioni necessarie.
La roadmap di decarbonizzazione di Enel è incentrata sulla promozione di soluzioni di elettrificazione alimentate da fonti rinnovabili, sul completamento del phase-out dei combustibili fossili e sull'accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché sulla digitalizzazione e sul potenziamento della rete. In particolare, la roadmap include le milestone di business di seguito descritte.

- Entro il 2025, Enel coprirà circa il 90% delle sue vendite a prezzo fisso con elettricità carbon-free (senza emissioni di carbonio), portando le rinnovabili a circa il 75% della produzione totale, supportate anche da circa 4 GW di batterie. Per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili nei Paesi "core", nel periodo 2023-2025 il Gruppo investirà 17 miliardi di euro, installando 19 GW di nuova capacità rinnovabile, e raggiungendo così i 75 GW di capacità rinnovabile consolidata entro il 2025. Inoltre, il progresso verso la digitalizzazione delle reti aumenterà la quota di clienti digitalizzati a circa l'80%.
- Entro il 2027, Enel completerà il phase-out di tutte le sue centrali a carbone, convertendo i siti per altri usi e promuovendo un nuovo sviluppo sociale, economico e ambientale delle comunità locali attraverso un approccio di just transition che non lasci indietro nessuno.
- Entro il 2030, proseguendo con il trend di investimenti per accelerare la transizione energetica già mostrato negli ultimi anni, Enel raggiungerà una capacità rinnovabile gestita di circa 130-150 GW, portando così il parco generazione del Gruppo a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili e il 100% dei clienti della rete a essere completamente digitalizzato.
- Entro il 2040 il parco di generazione del Gruppo sarà rinnovabile al 100% e il Gruppo sarà uscito dalle attività sia di generazione sia di vendita al dettaglio del gas, con il 100% dell'elettricità venduta prodotta da fonti rinnovabili.

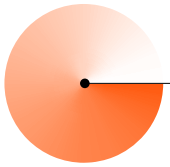
Ambizione emissioni zero

Enel si impegna al raggiungimento delle emissioni zero entro il 2040 e allo sviluppo di un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP 21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale a 1,5 °C. Per tale motivo, il Gruppo ha definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore, composta da quattro target certificati dalla Science Based Target initiative (SBTi) a dicembre 2022, in linea con lo standard Net-Zero.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia	Produzione di elettricità	**98,2%** **delle emissioni** GHG Scope 1[2]	●○○› Breve termine (2025)	130 gCO_{2eq}/kWh	1,5 °C[3]	• Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2023-2025 (peso percentuale della capacità a carbone sulla capacità consolidata da circa il 7% nel 2022 a meno dello 0,5% nel 2025). • Investire 15 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 17 GW di nuova capacità rinnovabile (di cui circa 13 GW a livello consolidato) e 4 GW di BESS nel periodo 2023-2025, raggiungendo 75 GW di capacità rinnovabile (inclusi 4 GW di BESS) entro il 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	72 gCO_{2eq}/kWh (-80% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a un piano di investimenti a livello di Gruppo che si confermerà sui livelli annui del piano 2023-2025, raggiungendo al 2030 una capacità gestita di oltre 130 GW, portando così il parco di generazione del Gruppo a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili. • Uscire dal business della generazione a carbone entro il 2027 a livello globale.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% rinnovabile • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.
Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative a Integrated Power	Vendita di elettricità	**98,2%** **delle emissioni** GHG Scope 1 **73,4%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 3 (Fuel and energy related activities)	●○○› Breve termine (2025)	135 gCO_{2eq}/kWh	1,5 °C[3]	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo. • Aumentare da circa il 70% nel 2022 a circa il 90% nel 2025 la quota di vendita di energia a prezzo fisso coperta da fonti carbon-free nei Paesi "core", aumentando contestualmente i volumi di elettricità venduta a prezzo fisso da circa 185 TWh nel 2022 a circa 200 TWh nel 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	73 gCO_{2eq}/kWh (-78% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti incrementando la produzione da energie rinnovabili del Gruppo, raggiungendo al 2030 una capacità gestita di oltre 130 GW, portando così il parco di generazione del Gruppo a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili. • Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon-free.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Raggiungere il 100% di vendita di energia coperta da fonti rinnovabili al 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale	Vendita di gas al cliente finale	**100% delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 11 (Use of sold products)	●○○› Breve termine (2025)	20,9 $MtCO_{2eq}$	n.a[4]	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso tecnologie elettriche più efficienti (per es., pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il tasso di elettrificazione dei nostri clienti in Italia e Spagna dal 17% del 2022 a oltre il 20% del 2025. • Promuovere presso i clienti finali servizi che abilitano l'elettrificazione: incremento della capacità di storage "behind the meter" da circa 99 MW nel 2022 a circa 352 MW nel 2025, incremento della capacità di pannelli fotovoltaici installati presso clienti finali da circa 100 MW nel 2022 a circa 300 MW nel 2025, e aumento della capacità di demand response da circa 8,4 GW nel 2022 a circa 12,4 GW nel 2025. • Ridurre i volumi di gas venduti ai clienti finali dai circa 10,2 bcm nel 2022 a circa 4,3 bcm nel 2025. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), andando a ridurre i clienti del business gas retail da circa 6,5 milioni nel 2022 a circa 4,4 milioni nel 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	11,4 $MtCO_{2eq}$ (-55% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso tecnologie elettriche più efficienti (per es., pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il tasso di elettrificazione dei nostri clienti in Italia e Spagna dal 17% del 2022 a oltre il 30% del 2030. • Proseguire nelle azione strategiche inviduate per il breve termine, continuando a promuovere presso i clienti finali servizi che abilitano l'elettrificazione dei consumi e raggiungendo una capacità di demand response al 2030 di oltre 20 GW. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), continuando nella riduzione dei volumi di gas venduti fino a raggiungere circa 3 bcm nel 2030.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 $MtCO_{2eq}$ (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Puntare a raggiungere la vendita di elettricità 100% rinnovabile ai clienti finali entro il 2040. • Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3	• 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)	**0,4%** **delle emissioni** GHG Scope 1 **100%** **delle emissioni** GHG Scope 2 **28,6%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 1 (Purchase of goods and services) per il target 2030 e 43% per il target 2040[5] **26,6%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 3 (Fuel and energy related activities)	●●○› Medio termine (2030)	10,4 $MtCO_{2eq}$ (-55% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Investire un totale di 15 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2023-2025, di cui l'11% per aumentare la digitalizzazione e il 47% per migliorare la resilienza e la qualità delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6-free. • Elettrificare la flotta e gli edifici entro il 2030. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento e 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 nostri fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GHG legate alla fornitura di carbone.
			Lungo termine (2040)	<2,5 $MtCO_{2eq}$ (-90% rispetto all'anno base 2017) Emissioni net zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6-free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento e 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 nostri 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 uscito il Gruppo completamente dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas ai clienti finali.



Copertura totale delle emissioni Scope 1-2-3 nel 2022

- 98,6% delle emissioni GHG Scope 1 (target 2025, 2030, 2040)
- 100% delle emissioni GHG Scope 2 (target 2030, 2040)
- 87% (target 2030) e 90% (target 2040) delle emissioni GHG Scope 3[5]

(1) Percentuali basate sulle emissioni totali di GHG nel 2022.
(2) Sono state escluse le emissioni GHG Scope 1 marginali non direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche, che rappresentano l'1,4% delle emissioni totali Scope 1 nel 2022. In ogni caso, le emissioni di GHG coperte da tutti i target sopracitati rappresentano complessivamente il 98,7% delle emissioni totali Scope 1 e 2 nel 2022, e pertanto superiore alla soglia del 95% richiesta dalla Science Based Target initiative (SBTi).
(3) Il target soddisfa il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA), anche se non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione.
(4) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione. Inoltre, la SBTi non ha definito un approccio di decarbonizzazione settoriale per queste tipologie di emissioni, per cui il livello di ambizione non può essere verificato.
(5) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GHG 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, mentre almeno il 90% per il target 2040.

Adattamento: la resilienza, la risposta e le nuove opzioni del Gruppo di fronte al cambiamento climatico (approccio Climate Adaptation Model)

Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento agli eventi meteo e climatici, al fine di gestire efficacemente i fenomeni cronici e acuti di interesse per ogni attività e Linea di Business. Le soluzioni di adattamento possono riguardare sia azioni implementate nel breve periodo sia eventuali decisioni a lungo termine, come la pianificazione di investimenti in risposta ai fenomeni climatici. Le attività di adattamento comprendono anche le procedure, le policy e le best practice per resilienza, risposta e innovazione.
Per i nuovi investimenti, si può inoltre agire già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici (per es., attraverso valutazione del rischio e della vulnerabilità in fase di progettazione) e per tener conto degli eventuali effetti cronici (per es., l'inclusione degli scenari climatici nelle stime sulle risorse rinnovabili a lungo termine).

Identificati i fenomeni meteo e climatici di interesse, le attività implementate per massimizzare la capacità di adattamento possono essere classificate come segue.

- Response Management - Gestione eventi avversi: procedure per prepararsi in anticipo ad affrontare eventi estremi (per es., l'acquisizione di dati meteo previsionali a breve termine e formazione) e procedure per il ripristino delle normali attività nel più breve periodo di tempo (per es., la definizione di procedure operative e organizzative da mettere in pratica in caso di eventi critici).
- Resiliency Measures - Potenziamento della resilienza degli asset: attività e interventi mirati a incrementare la resistenza degli asset, come per esempio la valutazione quantitativa dei potenziali rischi acuti e cronici per definire al meglio sia requisiti in fase di design sia azioni da implementare su asset esistenti.
- Nuove opzioni di business: ideazione di nuovi business o prodotti che vadano ad adattarsi ai cambiamenti futuri del clima, in modo da facilitare l'adattamento anche delle comunità e degli stakeholder connessi al 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 sta investendo risorse nello sviluppo di modelli quantitativi che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario climatico per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset/attività produttive.
Alcuni di questi modelli sono oggetto di protezione intellettuale come riportato nel capitolo "Intellectual property".

Elettrificazione pulita

L'elettricità emerge oggi come vettore energetico cruciale per promuovere una transizione energetica pulita e la decarbonizzazione degli usi energetici. Gli scenari che mirano agli obiettivi dell'Accordo di Parigi attualmente considerano tassi di elettrificazione almeno pari al ~50% entro il 2050 al fine di limitare l'aumento della temperatura globale a 1,5 °C entro il prossimo secolo rispetto all'era preindustriale.

L'elettrificazione del consumo finale è dunque elemento centrale per ridurre il fabbisogno energetico primario della società. La sua efficienza intrinseca lo rende il partner fondamentale delle energie rinnovabili per raggiungere zero emissioni a livello globale.

Sulla base di tale assunto, la strategia di lungo termine del Gruppo Enel mette al centro dei propri obiettivi:

- la forte spinta all'elettrificazione dei consumi finali;
- l'accelerazione delle energie rinnovabili, raggiungendo al 2030 l'85% della produzione libera da emissioni, e l'eliminazione graduale dei combustibili fossili, conseguendo anche un grado di indipendenza energetica maggiore per i Paesi che riescono a sostituire import fossile con rinnovabile;
- la digitalizzazione e potenziamento delle reti, che saranno essenziali per supportare cambiamenti così rilevanti nel sistema energetico, consentendo al contempo una maggiore sicurezza e affidabilità energetica.

Le azioni strategiche del Gruppo hanno l'obiettivo di incrementare il valore per i clienti nei segmenti Business to Consumer (B2C), Business to Business (B2B), e Business to Government (B2G), attraverso l'aumento del livello di elettrificazione di tali clienti e il miglioramento dei servizi offerti. Per il raggiungimento dell'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) 7, ossia di garantire l'accesso universale a una energia sostenibile, affidabile e moderna, l'aumento dei volumi di elettricità venduta e la crescita dei servizi "beyond commodity" si accompagneranno a una generale diminuzione dei costi. Il valore creato dal Gruppo attraverso l'elettrificazione intende guidare i propri clienti nel graduale processo di sostituzione delle fonti fossili, nei vari segmenti di consumo.

L'espansione dell'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici rappresenta uno dei punti chiave per la diffusione di massa delle auto elettriche – e quindi una condizione *sine qua non* del processo di transizione verso una mobilità a zero emissioni. Un obiettivo condiviso da Enel X Way che sta ampliando ulteriormente la rete di ricarica, puntando ad arrivare a oltre 4 milioni di punti di ricarica al 2030.

Un altro elemento fondamentale è poi l'elettrificazione dei consumi residenziali, su cui Enel spingerà attraverso la promozione di pompe di calore per il riscaldamento domestico e piani a induzione nelle cucine e che porterà a un incremento del tasso di elettrificazione dei clienti Enel dal 17% attuale a circa il 20% nel 2025 e il 30% nel 2030, creando la possibilità di ridurre la loro spesa energetica totale del 5% entro il 2025 e di circa il 20% entro il 2030, e della loro carbon footprint entro il 2030 grazie a una riduzione delle vendite di gas dagli attuali circa 10 bcm a circa 3 bcm nel 2030, per arrivare fino a zero nel 2040.

Enel inoltre supporterà l'elettrificazione anche attraverso investimenti in infrastrutture in quanto le reti sono i veri abilitatori della transizione. Sul totale investimenti per le reti nei prossimi anni, una parte sempre crescente sarà dedicata, da un lato, a incrementare il numero delle connessioni con nuovi utenti e, dall'altro, a incrementare la flessibilità e la capacità della rete di gestire una crescente quota di generazione distribuita. Reti intelligenti, energia pulita ed efficienza energetica sono accessibile ai clienti Enel grazie alle innovazioni contenute in ogni smart meter. A oggi il Gruppo ha già installato 45 milioni di contatori elettronici e prevediamo di raggiungere 80 milioni di unità entro il 2030.

Per raggiungere questi obiettivi entro il 2030, le azioni devono essere messe in pratica da adesso in tempo per raggiungere gli effetti desiderati. Occorre quindi disegnare un percorso che consenta di perseguire con successo gli obiettivi di lungo termine dell'Azienda e di contribuire fattivamente alla soluzione delle sfide globali tramite azioni pratiche e soluzioni innovative. Tra queste possiamo citare quelle di seguito descritte.

Elettrificazioni dei sistemi

Progetti flagship

Enel X è attivamente coinvolta nella gestione di tre progetti flagship in tre località diverse e strategiche per il gruppo: la Sardegna (Italia), Saragozza (Spagna) e Santiago (Cile). L'obiettivo è creare laboratori di elettrificazione e sostenibilità per testare diversi modelli di business che possono essere implementati rapidamente con un basso grado di rischio. Il successo di questi progetti sarà la chiave per ampliare ed esportare tali strategie in altre aree geografiche. Nelle tre località le iniziative saranno focalizzate a promuovere la penetrazione dell'elettricità a livelli superiori alla media locale, parallelamente realizzando capacità rinnovabile per rispondere all'incremento della domanda energetica, supportato anche da batterie per immagazzinare l'elettricità. L'elettrificazione può contribuire così alla decarbonizzazione del sistema energetico nel suo complesso.

Campagna #WATTACHANGE

Il nesso elettrificazione-efficienza deve essere reso comprensibile al pubblico: troppo spesso questo concetto, come anche altri, resta nebuloso e accessibile solo ai tecnici. Per ideare esempi e contenuti facilmente fruibili soprattutto in merito a risparmio economico, sicurezza energetica e creazione di posti di lavoro grazie all'elettrificazione dei sistemi, un gruppo di organizzazioni attive sull'elettrificazione pulita, tra cui Enel, ha realizzato una campagna specificamente volta a promuovere i benefici dell'elettrificazione pulita per gli utenti finali, in termini di efficienza, risparmio energetico e riduzione delle emissioni. L'iniziativa è stata strutturata in due cicli che hanno accompagnato il rilascio della pubblicazione del "Fit for 55" nel luglio 2021 e il piano REPowerEU nel maggio 2022.



Elettrificazione delle reti

Grid Futurability®

Grid Futurability® è l'approccio industriale globale e orientato al cliente che Enel sta adottando per rinnovare, rafforzare ed espandere le proprie reti nei prossimi anni. Attraverso Grid Futurability®, Enel anticipa i bisogni emergenti legati all'elettrificazione e definisce una roadmap di investimenti nelle proprie infrastrutture di distribuzione elettrica per soddisfarli. Combinando l'uso di infrastrutture robuste con soluzioni tecnologiche avanzate, Grid Futurability® ha l'obiettivo di offrire reti sempre più resilienti, interattive e intrinsecamente sostenibili nei Paesi di presenza, con un focus nelle aree urbane. Questo approccio armonizza le esigenze strategiche a breve e lungo termine, massimizzando i vantaggi e la soddisfazione degli stakeholder, riducendo al contempo l'impronta di carbonio delle reti. Prevede l'impiego strategico di tecnologie per utilizzare meglio le reti elettriche esistenti e costruire reti intelligenti completamente digitali.

Flexibility Lab

Gli Enel Flexibility Lab sono finalizzati a rafforzare la collaborazione con tutti gli stakeholder coinvolti nel percorso di evoluzione del sistema di distribuzione e del sistema elettrico (per es., fornitori di servizi di flessibilità, produttori di tecnologie correlate, comunità energetiche, DSO e TSO). L'iniziativa, tramite un simulatore di rete aperto anche a terzi, consente di testare in un ambiente reale operativo comportamenti ed eventi tipici di una rete elettrica e possibili soluzioni innovative, al fine di studiarne e analizzare il comportamento per l'evoluzione e il miglioramento continuo di tutti i sistemi. I test sono un modo di promuovere la collaborazione tra le parti interessate e rafforzano l'impiego di risorse energetiche distribuite, contribuendo in questo senso alle ambizioni di decarbonizzazione ed elettrificazione verso un futuro Net-Zero.

Open Power Grids Association

L'associazione Open Power Grids, lanciata da Enel Grids nel maggio 2022, nasce con il fine di promuovere la convergenza e il co-design verso gli standard funzionali dei componenti di rete, massimizzando la creazione di valore condiviso attraverso la sostenibilità e la sicurezza, l'efficienza dei costi e la performance tecnica. L'associazione riunisce operatori di distribuzione elettrica, produttori e fornitori di componenti, istituti di ricerca e altri stakeholder per condividere e sviluppare specifiche funzionali sempre più sostenibili e rispettose dell'ambiente nel settore delle reti elettriche in una logica di co-design e con l'obiettivo comune di accelerare la transizione energetica.

Elettrificazione dei consumi finali

Progetto di elettrificazione della flotta

Con l'obiettivo di elettrificare la flotta Enel, il progetto rappresenta una leva strategica verso la decarbonizzazione e l'elettrificazione, riducendo l'impatto ambientale dei nostri veicoli e creando valore economico grazie alla riduzione del carburante e dei costi di manutenzione.

Iniziative di elettrificazione

Enel è coinvolta nelle diverse iniziative e tavoli internazionali che promuovo il tema dell'elettrificazione pulita. Tra i principali esempi si può citare l'iniziativa Net-Zero Carbon Cities del World Economic Forum (WEF), che mira a consentire la trasformazione urbana verso l'elettrificazione pulita e la circolarità, utilizzando soluzioni energetiche integrate per gli edifici e la mobilità. Il progetto ha consentito a Enel di partecipare attivamente alle City Sprint di San Paolo e Cagliari, una serie di workshop che riuniscono imprese locali e leader delle città per identificare nuove partnership e promuovere la collaborazione pubblico-privato. Inoltre, lo smart meter di Enel è stato incluso nel Toolbox of Solutions, una piattaforma digitale contenente oltre 200 esempi di best practice e case study di elettrificazione pulita, efficienza e infrastrutture intelligenti.

Riguardo all'idrogeno verde, Enel è stata tra le aziende leader del lavoro su H2 Zero Pledges, guidato dal World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), per ingaggiare le aziende a supportare il consumo e la fornitura dell'idrogeno con la minore intensità di carbonio possibile. Enel, per esempio, si è impegnata a produrre solo H2 verde con una previsione di 2 GW di capacità degli elettrolizzatori entro il 2030 (da aggiornare a 3 GW durante il 2023).

Impegni verso l'elettrificazione

L'Energy Compact di Enel

Enel è tra le aziende che ha partecipato dall'inizio all'High-Level Dialogue on Energy (HLDE) delle Nazioni Unite, che ha portato al lancio di una global roadmap per fissare obiettivi specifici nell'accelerazione della transizione energetica e assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni entro il 2030.

L'impegno di Enel include diversi obiettivi essenziali per supportare il pilastro di green eletrification dell'Azienda, come l'aumento della capacità rinnovabile e della demand response, la riduzione delle emissioni di GHG in linea con lo scenario 1,5 °C (certificato dalla SBTi), l'installazione di nuovi di punti di ricarica per veicoli elettrici e l'impegno a raggiungere nuove connessioni in aree rurali e suburba-

ne nei Paesi di presenza del Gruppo. Gli impegni riportati nell'Energy Compact sono in linea con i Piani Strategici e di Sostenibilità in modo da garantire trasparenza e tracciabilità nel percorso del Gruppo verso l'elettrificazione pulita.

Sostenibilità negli investimenti

Il Gruppo continuerà a perseguire i princípi di sostenibilità nelle proprie decisioni di investimento, creando valore condiviso per tutti i suoi stakeholder. Il piano di investimenti del Gruppo è pienamente allineato con l'obiettivo di uscire dal carbone e raggiungere l'azzeramento di emissioni entro il 2040 (in linea con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C). Di conseguenza, gli investimenti in attività o prodotti ad alta intensità di carbonio diminuiranno gradualmente fino a zero entro il 2040.

Circa il 94% degli investimenti totali del Gruppo nel 2023-2025 è in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG), perseguendo direttamente gli SDG 7 ("Energia pulita e accessibile"), 9 ("Imprese, innovazione e infrastrutture") e 11 ("Città e comunità sostenibili"), tutti funzionali all'SDG 13 ("Lotta contro il cambiamento climatico"), in crescita rispetto al 92% di investimenti del 2022 allineati a tali obiettivi.. L'allineamento degli investimenti previsti nel Piano Strategico di Gruppo agli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione dei gas serra è definito sulla base di una specifica metodologia in cui gli investimenti in rinnovabili e retail power per loro natura rientrano nell'SDG 7, gli investimenti nella rete di distribuzione rientrano nell'ambito dell'SDG 9 e gli investimenti in Enel X riguardano l'SDG 11. Il 94% sopra citato esclude quindi gli investimenti nella generazione convenzionale (anche quelli di manutenzione) e nel gas retail.
Inoltre, si prevede che, dall'82% del 2022, nell'arco di Piano continueremo ad avere oltre l'80% degli investimenti del Gruppo in linea con i criteri della tassonomia dell'UE, in virtù del loro sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

Grazie a questo modello stimiamo di generare, nei Paesi in cui operiamo, un aumento di PIL di circa 70 miliardi di euro fino al 2025, circa 160.000 nuovi posti di lavoro, e di aumentare progressivamente a circa 12 miliardi di euro nello stesso periodo il reddito delle famiglie che appartengono alle fasce a basso-medio reddito delle comunità coinvolte nelle nostre attività. Inoltre, per quanto riguarda i Paesi in via di sviluppo, il nostro Gruppo contribuisce alla crescita delle comunità locali attraverso investimenti diretti principalmente nei Paesi in America Latina, che rimangono parte dei Paesi chiave per l'Azienda.

Sostenibilità nella finanza

Il percorso di Enel verso la finanza sostenibile ha dimostrato quanto questa possa essere importante per supportare la crescita organica di un'azienda. L'obiettivo del Gruppo è rifinanziare progressivamente le prossime scadenze tramite strumenti sustainability-linked.

Nei prossimi anni, infatti, Enel continuerà ad avvalersi di strumenti di finanza sostenibile confermandola al centro della strategia finanziaria del Gruppo, con l'obiettivo di raggiungere una quota di debito sostenibile sul totale dell'indebitamento di Gruppo pari a circa il 70% nel 2025 rispetto al 60% circa stimato nel 2022.





Enel guida il movimento globale dei CFO verso gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile

Alberto De Paoli
CFO di Enel

La CFO Coalition, promossa da UN Global Compact, è l'organismo co-presieduto dal Chief Financial Officer di Enel, Alberto De Paoli, che mira a ispirare i manager finanziari delle grandi aziende per impegnarsi nella creazione di valore condiviso e sostenibile a lungo termine. Questo organismo ha annunciato l'impegno delle società che ne fanno parte a legare quasi il 50% di tutta la finanza aziendale alla sostenibilità, pianificando l'emissione di nuovi strumenti finanziari, tra cui i Sustainability-Linked Bond introdotti da Enel nel 2019.

La prospettiva è quella di mobilitare migliaia di miliardi di dollari di investimenti l'anno a sostegno degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile in settori come infrastrutture sostenibili, energie rinnovabili, acqua, salute, condizioni di lavoro e altri. I CFO delle società devono anche promuovere iniziative che valorizzano la creazione di valore sostenibile e condiviso a lungo termine, aumentando la consapevolezza dell'impatto di trasformazione che possono avere le aziende nei mercati finanziari, nell'economia globale e nella società nel suo insieme.

> "Con questo impegno stiamo segnando una tappa obbligata nel percorso iniziato nel dicembre 2019, quando un piccolo guppo di CFO ha iniziato a lavorare insieme sulla base di una visione di promozione dell'integrazione della sostenibilità nelle operazioni di business. Ora puntiamo ad aumentare ulteriormente la consapevolezza e a contribuire a creare l'ambiente necessario per attirare sempre più capitali verso lo sviluppo sostenibile."

La qualità della relazione con i nostri stakeholder fondata sulla sostenibilità

Il valore della relazione che instauriamo con i nostri stakeholder è al centro del nostro impegno, e rispondere alle loro necessità si traduce anche nell'attenzione nei confronti di chi è più esposto alla transizione verso un'economia decarbonizzata, supportandolo nel percorso. Attraverso l'ascolto e l'ingaggio delle diverse categorie di stakeholder è possibile individuare le priorità di azione e definire, in maniera sinergica rispetto al Piano Strategico, il Piano di Sostenibilità di Gruppo, declinato in obiettivi puntuali a breve, medio e lungo termine, al fine di rendere trasparente e verificabile il nostro percorso verso il progresso sostenibile.

La nostra strategia di sostenibilità che punta alla decarbonizzazione e all'elettrificazione ha alla base il rispetto dei diritti umani, la tutela della salute e della sicurezza e un solido assetto di governance.

L'impegno nel rispetto dei diritti umani si traduce in un approccio integrato e trasversale, che tiene in considerazione le esigenze dei nostri stakeholder lungo l'intera catena del valore. La tutela della salute e della sicurezza per tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo è una responsabilità condivisa a ogni livello, attraverso l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, nella relazione con le ditte appaltatrici, nella gestione degli infortuni e della loro analisi, e nei continui controlli sulla qualità. Un solido assetto di governance ci permette inoltre di garantire ai nostri stakeholder l'applicazione di un insieme di princípi di trasparenza, correttezza e integrità.

Il pianeta gioca un ruolo fondamentale nel processo di creazione di valore per Enel e la lotta al cambiamento climatico rappresenta una delle principali sfide per il nostro Gruppo. Sono state definite specifiche azioni volte alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) e al miglioramento della qualità dell'aria nelle zone dove operiamo, puntando sulla crescita della capacità rinnovabile e sulla progressiva chiusura delle centrali a carbone.
La protezione del capitale naturale e della biodiversità e l'uso responsabile delle risorse idriche sono fondamentali per la salvaguardia degli ecosistemi naturali e per il benessere delle persone che ci vivono, a tutela delle generazioni presenti e future.

Nei confronti dei nostri clienti ci impegniamo a garantire un elevato livello di qualità del servizio e la massima soddisfazione, anticipando le esigenze del mercato, per assicurare risposte affidabili e instaurare rapporti duraturi basati su dialogo, collaborazione e fiducia, aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione del cliente.
Il nostro obiettivo è essere in grado di offrire soluzioni semplici, innovative e inclusive, e di anticipare i bisogni dei clienti e supportarli nel percorso di elettrificazione dei loro consumi.

L'evoluzione veloce e continua del business determina la necessità di nuovi profili tecnici e professionali e la naturale scomparsa di altri. In questo contesto, nei confronti delle persone del Gruppo, Enel è costantemente impegnata a migliore l'offerta formativa, aumentando le ore medie di formazione *pro capite*, promuovendo lo sviluppo individuale, l'aggiornamento continuo, l'apprendimento di nuove competenze e l'ottimizzazione delle prestazioni di fronte alle nuove esigenze. In questo contesto, il Gruppo ha come obiettivo di raggiungere il 40% della formazione totale condotta su upskilling e reskilling nel 2025.

Enel è impegnata a promuovere iniziative che diffondano e consolidino la cultura della salute, della sicurezza, del benessere organizzativo e dell'equilibrio tra vita personale e professionale, che garantiscano un ambiente privo di pericoli, inclusivo e capace di valorizzare le diversità e le unicità; un approccio basato anche sul valore dell'innovazione e dell'imprenditorialità aziendale. Includere per noi significa aver cura di tutti gli aspetti della diversità e valorizzare i talenti di ogni persona. Nella realtà che stiamo vivendo, infatti, è fondamentale innovare, co-creare, far emergere e attrarre talenti e sviluppare un contesto che permetta a ogni persona di mostrare sempre la propria unicità per far emergere nuove opportunità.

Il Gruppo è inoltre impegnato sulla parità di genere e dal 2021 Enel ha aderito alla campagna "Equal by 30", promossa da Clean Energy Ministerial (CEM), con cui varie organizzazioni del settore pubblico e privato si impegnano a promuovere la parità di genere in termini salariali, di leadership e di opportunità nel settore dell'energia pulita entro il 2030. Abbiamo confermato gli obiettivi relativi alla percentuale di donne manager e middle manager, per raggiungere rispettivamente il 26,9% e il 34,1% al 2025.

Elemento essenziale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione ed elettrificazione è la presenza di una catena di fornitura sostenibile e resiliente, e per tale ragione siamo al fianco dei nostri fornitori, considerandoli partner del cambiamento e orientando la relazione su reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione. Questo impegno si traduce in azioni concrete nelle diverse fasi del processo di approvvigionamento: in fase di qualificazione nella valutazione dei fornitori per aspetti sociali (diritti umani, salute e sicurezza) e ambientali, in fase di gara nella richiesta di certificazioni ambientali quali la Carbon Footprint (il 75% del valore delle forniture nel 2025 sarà coperto da certificazione CFP) o nell'applicazione di ranking e/o target che hanno come oggetto il valore dell'impronta carbonica dei fornitori.

Nell'ambito della relazione con le comunità in cui operiamo ci impegniamo a instaurare con loro rapporti solidi e duraturi nel tempo, elemento fondamentale di un modello di sviluppo in grado di creare valore condiviso nel lungo periodo per tutti gli stakeholder. La sostenibilità della strategia è confermata anche dal progresso compiuto in termini di contributo agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) che il Gruppo impatta attraverso i progetti con le comunità, in particolare, per garantire un'istruzione di qualità, equa e inclusiva (SDG 4); offrire accesso a energia economica, affidabile, sostenibile e moderna (SDG 7); promuovere la crescita economica, duratura, inclusiva e sostenibile (SDG 8). Gli importanti risultati raggiunti sino a oggi sono stati resi possibili grazie a una strategia e a un modello di "Creazione di Valore Condiviso (Creating Shared Value - CSV)" che integrano fattori socioambientali nei processi di business e lungo tutta la catena del valore, con particolare riferimento alle operazioni di sviluppo del business, ingegneria e costruzioni e procurement, nonché gestione e manutenzione degli asset.

Economia circolare, innovazione e digitalizzazione abbracciano e potenziano tutti i temi della strategia di sostenibilità di Enel, accelerando il percorso verso il progresso sostenibile.

Per favorire nuovi usi dell'energia e nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a un numero sempre maggiore di persone in modo sostenibile, abbiamo fatto dell'innovazione un elemento chiave della nostra strategia. Si tratta di un approccio di Open Innovation, rinominato Open Innovability®, che coinvolge le attività tradizionali e lo sviluppo di nuovi modelli e tecnologie, basato su innovazione d'avanguardia.
Promuoviamo una collaborazione aperta con i nostri partner, startup, PMI, grandi aziende, mondo accademico, esperti interni ed esterni, investitori, in modo che tutta l'Azienda punti a rinnovarsi continuamente, garantendo una creazione di valore nel lungo periodo.
La transizione energetica non può, infine, prescindere da digitalizzazione e cyber security, per mezzo delle quali il Gruppo si impegna nella diffusione delle più avanzate soluzioni e nel rafforzamento delle azioni di verifica delle stesse, al fine di prevenire eventuali attacchi cibernetici.
L'economia circolare, a sua volta, rappresenta sempre di

più un acceleratore della crescita lungo l'intera catena del valore ed è divenuta un elemento chiave per far diventare Enel una leader non solo della sostenibilità e innovazione ma della transizione energetica in modo complessivo. L'approccio circolare permette di ridurre lo sfruttamento di risorse naturali finite e gli scarti, mantenendo il valore di beni e materiali. In questo modo si permette di generare benefíci ambientali legati non solamente alla riduzione delle emissioni di gas serra, ma in modo più generale al consumo di risorse naturali, acqua inclusa, alla generazione di rifiuti e alla perdita di biodiversità.

Per rafforzare questo impegno, nel 2023 Enel ha presentato ufficialmente a Davos il KPI "Economic CirculAbility©", un indice di circolarità che confronta la performance economica del Gruppo rispetto alla quantità di risorse consumate lungo tutta la catena del valore dalle diverse attività di business. Il Gruppo, inoltre, si è assunto l'impegno di raddoppiare questo indice entro il 2030 rispetto al 2020.

Ernesto Ciorra, Chief Innovability© Officer di Enel: "Dobbiamo impegnarci affinché le materie prime non vengano consumate, ma utilizzate e rese nuovamente disponibili per futuri cicli produttivi. In questo modo potremo garantire, a noi e ai Paesi in cui operiamo, libertà da futuri approvvigionamenti e indipendenza dalle dinamiche geopolitiche. Dobbiamo farlo ora, perché oggi le materie prime sono disponibili ma la loro domanda mondiale sta aumentando a dismisura, parallelamente agli sforzi per decarbonizzare la generazione di energia e in generale la produzione industriale. Prendiamo questo impegno per primi e ne siamo fieri, perché i primi avranno un vantaggio competitivo dalla circolarità, mentre gli ultimi rischieranno di rincorrere disponibilità di materiali sempre più esigue".

Valutazione dei rischi e delle opportunità legati al Piano Strategico

Il processo di definizione delle strategie del Gruppo viene accompagnato da un'accurata analisi dei rischi e delle opportunità a esse connessi.
L'identificazione dei rischi e delle opportunità all'interno del processo di pianificazione strategica e industriale del Gruppo Enel è disegnata per affrontare in modo integrato l'orizzonte di Piano.
Sebbene la strategia sottostante il Piano, come sopra descritto, preveda un'attenta fase di analisi e verifica delle variabili e dei fattori di rischio strategico, permangono comunque assunzioni di scenario, o riguardanti eventi futuri, che non necessariamente si verificheranno o non avranno luogo nella misura assunta, dipendendo da variabili non controllabili dal management, e le cui evoluzioni si potranno verificare sia upside sia downside.
Annualmente, prima di poter approvare il Piano Strategico, viene presentata al Comitato Controllo e Rischi nominato dal Consiglio di Amministrazione, un'analisi quantitativa dei rischi e delle opportunità legati al posizionamento strategico del Gruppo. In particolare, vengono individuati i fattori di rischio quali le variabili macroeconomiche ed energetiche (come i tassi di cambio, l'inflazione, le commodity e le domande elettriche), il regolatorio, i fenomeni meteoclimatici e rischi legati alla strategia.
In base alla natura dei fattori di rischi e opportunità, si sceglie la modalità di analisi che ne rappresenti al meglio la volatilità. In pratica si opta per un'analisi di tipo deterministico basata su what-if relative alle possibili evoluzioni delle principali variabili di mercato e del business rispetto ai principali fattori di rischio per l'execution del Piano Industriale.
Viene inoltre monitorata la validità dei risultati attraverso analisi *ex post* per cluster di rischio. Nel 2022, gran parte degli upside e downside realmente accaduti sono ampiamente rientrati nei limiti stimati dai modelli di rischio del Piano Strategico presentato a fine 2021.
Focalizzandosi sull'analisi di rischio scenaristica per il Piano Strategico, i tassi di cambio, le domande elettriche e la volatilità dei prezzi dell'energia e delle commodity, assieme alle possibili review dei framework regolatori, rappresentano la quasi totalità della volatilità. In particolare, tra le valute più impattanti, oltre al dollaro, risultano il peso cileno, quello colombiano e il real brasiliano. In merito alla volatilità dei prezzi dell'energia e della variabilità delle commodity sui margini, l'Italia e la Spagna descrivono la quasi totalità dell'esposizione.
Seguendo gli altri fattori di rischio, come quelli legati ai fenomeni meteoclimatici, si evince che la diversificazione geografica permette di ridurre significativamente l'esposizione dovuta alla variabilità delle risorse rinnovabili – fattore molto positivo considerando il posizionamento del Gruppo e la progressiva crescita in energie rinnovabili. Inoltre, in ottica di cambiamento climatico, il rischio legato agli effetti "cronici", risulta essere poco significativo nel triennio di Piano.
Il monitoraggio di tutti i possibili aspetti regolatori è determinante per gli eventuali upside e downside sul Gruppo.

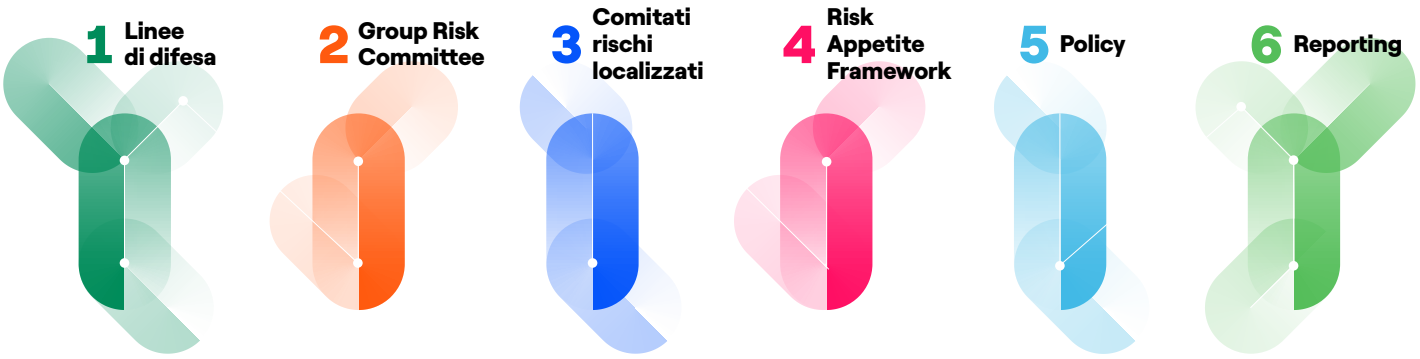
Risk management

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".

- **Sistema integrato e diffuso di comitati rischi locali.** La presenza di specifici comitati rischi locali, articolati secondo le principali linee globali di business e aree geografiche del Gruppo e presieduti dai rispettivi responsabili apicali, garantisce un adeguato presidio sui rischi maggiormente caratterizzanti a livello locale. Il coordinamento di tali comitati con il Group Risk Committee facilita l'opportuna condivisione con il top 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 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.

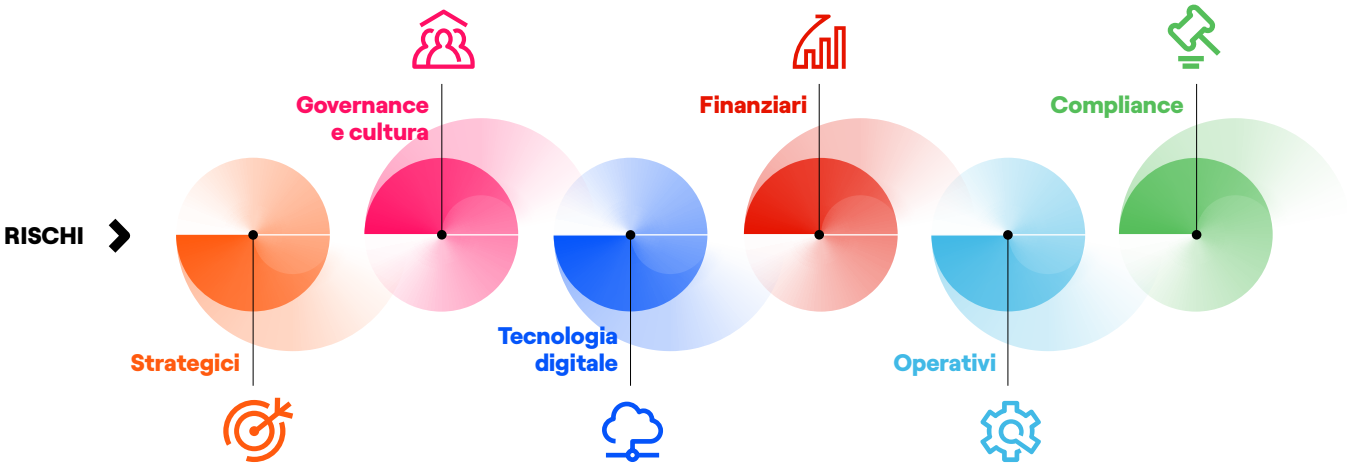
- **Policy di rischio.** L'allocazione delle responsabilità, i meccanismi di coordinamento e le principali attività di controllo sono rappresentate in specifiche policy e documenti organizzativi definiti secondo specifici iter approvativi che coinvolgono strutture aziendali direttamente interessate.

- **Reporting.** Appositi e regolari flussi informativi su esposizioni e metriche di rischio, declinati a livello di Gruppo e di singole linee globali di business 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 "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.



Nella tabella che segue è riportato l'elenco dei singoli rischi attualmente individuati e classificati all'interno delle sum-menzionate macrocategorie.

Categoria	Rischio	Definizione
Strategici	Cambiamenti climatici	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio dei rischi relativi al cambiamento climatico – causati da eventi climatici acuti e cronici (rischio fisico) e dagli effetti delle tendenze normative, tecnologiche e di mercato derivanti dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio (rischio di transizione) – tramite iniziative strategiche e operative di adattamento e mitigazione dei rischi climatici.
	Panorama competitivo	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze evolutive del mercato che possono avere un impatto sul posizionamento competitivo sui mercati, sulla crescita e sulla redditività del Gruppo.
	Innovazione	Rischio di inefficace sviluppo, esecuzione e diffusione di soluzioni innovative a causa di inadeguatezza dello scouting tecnologico o di analisi errate o incomplete su incertezza, complessità, sostenibilità, grado di fattibilità, aspettative del mercato, competenze interne e sostegno finanziario ai progetti innovativi.
	Evoluzioni legislative e regolatorie	Rischio di evoluzioni legislative e regolatorie avverse e/o di inefficace identificazione, valutazione, gestione e monitoraggio delle evoluzioni legislative e regolatorie in termini di comunicazione dei nuovi obblighi di conformità, di attività di advocacy e di analisi dei gap interni. Rischio di un carente processo sistematico di valutazione delle esposizioni regolatorie derivanti da nuove iniziative strategiche e di business.
	Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Rischio di inefficace identificazione, valutazione e monitoraggio delle tendenze economico-finanziarie, politiche e sociali globali, nonché di evoluzioni delle politiche monetarie, fiscali e commerciali.
	Pianificazione strategica e allocazione del capitale	Rischio di inefficaci processi di pianificazione strategica e di allocazione del capitale, causati da ipotesi di scenario non coerenti e dall'incapacità di cogliere tendenze emergenti o di gestire tempestivamente cambiamenti rilevanti, che possono influenzare negativamente il processo decisionale.
Governance e cultura	Cultura ed etica aziendale	Rischi derivanti da (i) inadeguata integrazione dei princípi etici definiti dal Gruppo all'interno dei processi e delle attività aziendali; (ii) mancata adozione e attuazione di politiche e processi idonei a garantire il rispetto dei princípi di diversità e pari opportunità; (iii) mancato sanzionamento di comportamenti, posti in essere dai dipendenti e dal management, in contrasto con i valori etici del Gruppo.
	Governance aziendale	Rischio di strutture/regole di corporate governance inefficaci e/o di mancanza di integrità e trasparenza nei processi decisionali.
	Reputazione	Rischio di un impatto negativo sull'immagine pubblica della Società e del Gruppo che possa danneggiare il rapporto di fiducia con gli stakeholder.
	Coinvolgimento degli stakeholder	Rischio di coinvolgimento inefficace dei principali stakeholder relativamente al posizionamento strategico di Enel in materia di sostenibilità e obiettivi finanziari, a causa della mancanza di comprensione, anticipazione od orientamento delle loro aspettative, che potrebbero non essere adeguatamente integrate all'interno dei processi di pianificazione della strategia di business e di sostenibilità del Gruppo, con un impatto negativo sulla sua reputazione e competitività.
Tecnologia digitale	Cyber security	Rischio di attacchi cyber e furti di dati sensibili o massivi relativi all'Azienda e ai clienti, imputabili alla mancanza di sicurezza delle reti, dei sistemi operativi e dei database.
	Digitalizzazione	Rischio di gestione inefficace dei processi aziendali e di costi operativi più elevati a causa della mancanza di digitalizzazione in termini di copertura dei flussi di lavoro, integrazione di sistemi e adozione di nuove tecnologie.
	Efficacia IT	Rischio di inefficace supporto dei sistemi IT ai processi di business e alle attività operative.
	Continuità del servizio	Rischio di esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.

Categoria	Rischio	Definizione
Finanziari	Adeguatezza della struttura del capitale e accesso ai finanziamenti	Rischio che il rapporto di indebitamento o il mix tra il debito a lungo e breve termine della Società e/o del Gruppo possano non essere adeguati a: (i) supportare la flessibilità finanziaria, (ii) consentire l'accesso a diverse fonti di finanziamento e (iii) raggiungere i target relativi al costo del debito.
	Commodity	Rischio di (i) tendenze avverse del mercato delle commodity e/o volatilità dei prezzi (rischio prezzo) e/o (ii) mancanza di domanda o disponibilità di commodity, risorse naturali e materie prime o semilavorati (rischio volume).
	Credito e Controparte	Rischio di: (i) incapacità della controparte di adempiere agli obblighi contrattuali di pagamento o di consegna, (ii) deterioramento del credito o di default della controparte, (iii) esposizione significativa a una singola controparte (concentrazione su un unico soggetto) o (iv) a controparti operanti nello stesso settore o appartenenti alla stessa area geografica (concentrazione settoriale/geografica).
	Tasso di cambio	Rischio di variazioni avverse dei tassi di cambio, che influenzano negativamente: (i) i costi e i 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), (ii) le rivalutazioni o gli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili ai tassi di cambio (rischio transattivo), (iii) il consolidamento di società controllate con valute contabili diverse (rischio traslativo).
	Tasso di interesse	Rischio di fluttuazioni avverse dei tassi di interesse con impatto sugli oneri finanziari netti e sugli adeguamenti del fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di interesse.
	Liquidità	Rischio di non soddisfare i fabbisogni finanziari a breve termine data l'incapacità o i maggiori costi sostenuti per (i) raccogliere fondi a breve termine (funding liquidity risk) o (ii) liquidare le attività sui mercati finanziari (asset liquidity risk).
Operativi	Protezione del patrimonio	Rischio di accessi non autorizzati, furti, appropriazione indebita o malagestione di attrezzature, impianti o altri beni fisici, attività finanziarie o energia. Rischio di un'inefficace attività di salvaguardia delle attività finanziarie del Gruppo (per es., attività assicurative e legali).
	Interruzione del business	Rischio di interruzione parziale o totale delle attività aziendali derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti di beni e impianti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime e/o semilavorati o eventi climatici avversi.
	Esigenze e soddisfazione dei clienti	Rischio di mancato raggiungimento delle aspettative e delle esigenze dei clienti in termini di qualità, accessibilità, sostenibilità e innovazione dei prodotti e servizi del Gruppo.
	Ambiente	Rischio che operazioni di lavoro o macchinari inadeguati possano avere un impatto negativo sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti ambientali internazionali, nazionali o locali.
	Salute e sicurezza	Rischio che ambienti di lavoro, strutture, macchinari e operazioni aziendali inadeguati possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e degli altri stakeholder coinvolti. Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali, nazionali o locali in materia di salute e sicurezza.
	Proprietà intellettuale	Rischio di violazioni o uso fraudolento della proprietà intellettuale del Gruppo.
	Persone e organizzazione	Rischio di inadeguatezza delle strutture organizzative del Gruppo o mancanza di competenze interne dovute ad assenza o inadeguatezza dei programmi di formazione, inefficacia dei sistemi di incentivazione, inadeguatezza del processo di pianificazione del turnover o incapacità di definire efficaci processi di reclutamento e politiche di retention dei dipendenti.
	Efficienza del processo	Rischio di sostenere maggiori costi operativi, ritardi nelle tempistiche o minori ricavi a causa di una gestione inadeguata delle attività e dei processi operativi, di mancanza di qualità dei dati, di un monitoraggio e reporting incompleto o inefficace delle prestazioni.
	Procurement, logistica e supply chain	Rischio di attività di approvvigionamento o di gestione dei contratti inefficaci, dovute a inadeguatezza nella definizione dei requisiti o del processo di qualificazione dei fornitori, frequente ricorso all'affidamento diretto, carenze nelle attività di scouting, scarso monitoraggio dell'adempimento dei doveri contrattuali, mancata applicazione di penali.
	Gestione della qualità del servizio	Rischio di incapacità da parte di terzi o fornitori di servizi interni di soddisfare i livelli di servizio concordato.

Categoria	Rischio	Definizione
Compliance	Conformità contabile	Rischio di mancato adempimento delle leggi e dei regolamenti contabili o di non corretta applicazione e/o interpretazione dei princípi contabili internazionali adottati dal Gruppo (Enel GAAP) e dei princípi contabili nazionali (Local GAAP).
	Conformità antitrust e diritti dei consumatori	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti in materia di antitrust e diritti dei consumatori.
	Corruzione	Rischio di comportamenti intenzionalmente scorretti o corruttivi posti in essere da persone all'interno o all'esterno del Gruppo al fine di ottenere un vantaggio improprio o illecito.
	Data protection	Rischio di violazione della normativa sulla protezione dei dati e sulla privacy.
	External disclosure	Rischio di diffusione di relazioni, documenti contabili, comunicazioni o altri avvisi contenenti informazioni errate, inaccurate o incomplete.
	Conformità alla regolamentazione finanziaria	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali e nazionali in materia di mercati finanziari.
	Conformità alla normativa fiscale	Rischio di violazione delle leggi e dei regolamenti internazionali o nazionali in materia fiscale.
	Conformità alle altre leggi e regolamenti	Rischio di violazione di leggi e regolamenti internazionali, nazionali o locali in materie non già ricomprese in altre tipologie di rischio (per es., in materia di mercati dell'energia elettrica, distribuzione, generazione, procurement, permitting, mercati azionari).

IMC

Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:

- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche
- Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico
- Panorama competitivo

Evoluzioni legislative e regolatorie

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

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

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

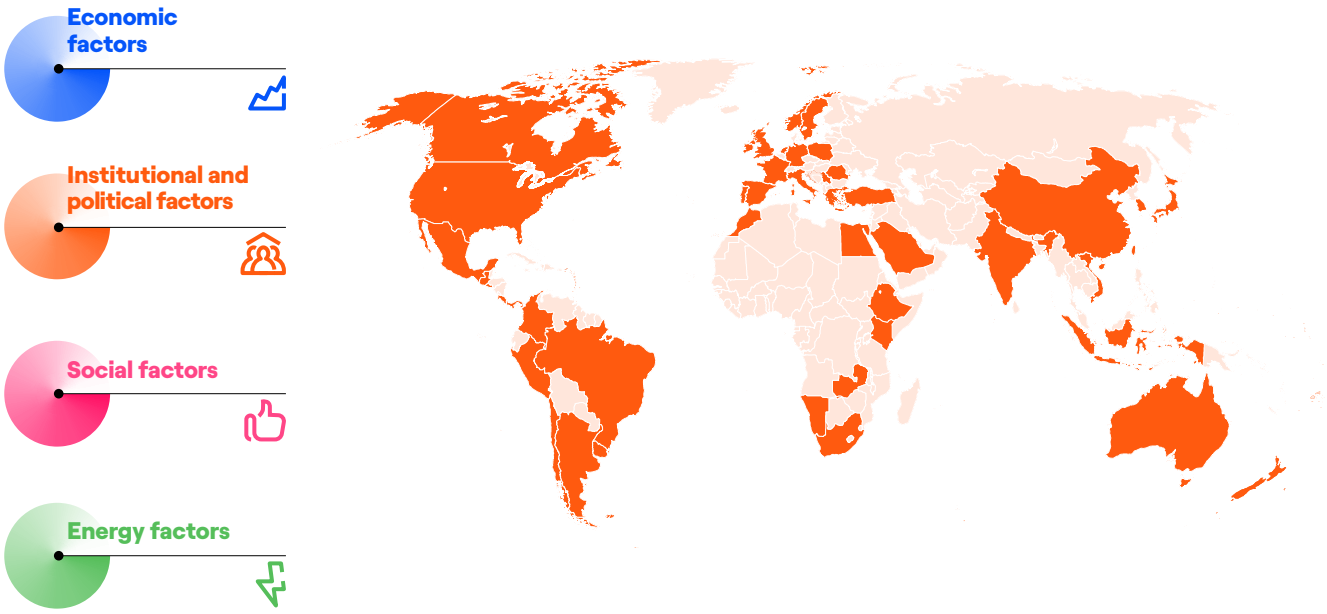
A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto legislativo e regolamentare.

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

Il contesto macroeconomico nel 2023 vedrà nuovamente livelli d'inflazione elevati ben al di sopra degli obiettivi delle banche centrali in quasi tutte le economie. Sebbene si attenda che l'inflazione si moderi gradualmente nel corso dell'anno, alcune dinamiche inflazionistiche sottostanti legate ai servizi e beni finali potrebbero rimanere persistenti nei prossimi trimestri. In risposta, le banche centrali potrebbero ritardare il processo di normalizzazione delle proprie politiche monetarie esacerbando ulteriormente le condizioni finanziarie. Ciò rappresenta un forte rischio soprattutto nei mercati emergenti come l'America Latina, dove un ulteriore aggravarsi generalizzato della propensione al rischio può portare a una ulteriore fuoriuscita di capitali e a un maggiore onere nelle emissioni obbligazionarie dei Governi locali. Lo spazio fiscale di molti Paesi emergenti era infatti già stato logorato durante la crisi pandemica al fine di supportare la ripresa economica, e a oggi le preoccupazioni per la sostenibilità del debito in molti Paesi sono ulteriormente aumentate date le condizioni finanziarie globali sempre meno favorevoli. Infine, nuovi rischi possono riemergere con la diffusione di nuove varianti del COVID-19 che potrebbero costringere i Governi alla reintroduzione di misure restringenti sulla mobilità e, di conseguenza, generare nuove distorsioni a livello delle catene di approvvigionamento.

La forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Sud America, Nord America e Africa – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "Rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale, sociale, climatica, e in quelli associati al settore energetico, il cui verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo sia sui flussi reddituali sia 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 e 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, climatici ed energetici.

Più nello specifico, il modello di Open Country Risk ha pertanto l'ambizione di misurare la resilienza economica dei singoli Paesi, definita come equilibrio della loro posizione verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità del sistema bancario e corporativo che possono far presagire crisi sistemiche, la loro appetibilità in termini di crescita economica, e infine una quantificazione degli eventi climatici estremi come causa di stress a livello ambientale ed economico (economic factors). A ciò si aggiunge una valutazione sulla robustezza delle istituzioni e del contesto politico (institutional and political factors), una approfondita analisi dei fenomeni sociali e dei diritti umani

volta a misurare il livello di benessere, inclusione e progresso sociale (social factors), l'efficacia del sistema energetico e il suo posizionamento all'interno del processo di transizione energetica, fattori indispensabili per valutare la sostenibilità degli investimenti in un orizzonte di medio.lungo termine (energy factors).
Nello specifico, l'introduzione di eventi climatici estremi all'interno dell'Open Country Risk consente di elaborare una valutazione sull'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello Paese su scala globale in maniera omogenea.
Infine, per la parte di analisi relativa al processo di transizione energetica, il modello di Open Country Risk include anche analisi di rischio e opportunità in ottica previsionale quantificando le azioni e il percorso intrapreso dai singoli Paesi. Per esempio, il modello include diversi fattori relativi al peso delle fonti rinnovabili nella generazione energetica, al processo di elettrificazione e al grado di sostenibilità ambientale del sistema energetico nazionale, che, complessivamente, rappresentano caratteristiche cruciali per valutare le potenzialità di crescita e attrattività del Paese nel medio-lungo termine.

Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico e azioni per cogliere le opportunità

I cambiamenti climatici e la transizione energetica, come già discusso nei capitoli precedenti, avranno effetti sulle attività del Gruppo secondo varie dinamiche.
Per identificare in maniera strutturata e coerente con le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) le principali tipologie di rischio e di opportunità e gli impatti sul business a esse associati, è stato adottato un framework che rappresenta in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio e opportunità, indicando le modalità di gestione strategiche e operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.
Si identificano due principali macrocategorie di rischi/opportunità: quelle derivanti dall'evoluzione delle variabili fisiche e quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione. Il framework descritto è realizzato in un'ottica di coerenza complessiva, che consente di analizzare e valutare l'impatto dei fenomeni fisici e di transizione secondo scenari alternativi solidi, costruiti grazie a un approccio quantitativo e modellistico unito al dialogo continuo sia con gli stakeholder interni sia con autorevoli riferimenti esterni.
I rischi fisici vengono suddivisi a loro volta tra acuti (ovvero eventi estremi) e cronici: i primi sono legati al verificarsi di condizioni meteoclimatiche di estrema intensità, i secondi sono legati a cambiamenti graduali ma strutturali nelle condizioni climatiche.
Gli eventi estremi espongono il Gruppo a: potenziale indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, costi di ripristino, disagi per i clienti ecc. Il mutamento cronico delle condizioni climatiche espone, invece, il Gruppo ad altri rischi o opportunità: per esempio, variazioni strutturali di temperatura potrebbero provocare variazioni della domanda elettrica ed effetti sulla produzione, mentre variazioni della piovosità o ventosità potrebbero impattare il business del Gruppo in termini di minore o maggiore producibilità. In generale, adattarsi ai cambiamenti probabili che si verificheranno in futuro genera anche attività in ambito di innovazione e di posizionamento strategico: si potrebbero trovare nuovi business e prodotti migliori per vivere in modo sostenibile nel contesto mutato.

In riferimento al processo di transizione energetica, caratterizzato da una progressiva riduzione delle emissioni di CO_2, esistono rischi e opportunità legati al mutamento del contesto regolatorio e normativo, ai trend di sviluppo tecnologico e competitivo, di elettrificazione e di comportamenti e alle conseguenti dinamiche di mercato.

Coerentemente con quanto evidenziato negli scenari climatici e di transizione utilizzati da Enel per la definizione di rischi e opportunità, emerge come i principali fenomeni legati alla transizione comincino a essere visibili in funzione dell'adozione di comportamenti da parte dei clienti, strategie industriali da parte dei vari settori economici e politiche di regolamentazione, incluse quelle fiscali. Entro il 2030 i trend di transizione saranno visibili in funzione dell'evoluzione del contesto: il Gruppo Enel ha scelto di guidare e rendere possibile la transizione preparandosi a coglierne tutte le opportunità. Come descritto in precedenza, le scelte strategiche già fortemente orientate alla transizione energetica, con più del 90% degli investimenti dedicati al miglioramento di alcuni dei Sustainable Development Goals, consentono di adottare "by design" la mitigazione dei rischi e la massimizzazione delle opportunità attraverso un posizionamento che tiene conto dei fenomeni di medio e lungo periodo individuati. Alle scelte strategiche si affiancano le best practice operative adottate dal Gruppo.

Framework su principali rischi e opportunità

Fenomeni di scenario	Orizzonte temporale	Driver di rischio e opportunità	Descrizione	Modalità di gestione
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Eventi estremi	**Rischio:** eventi meteoclimatici particolarmente estremi per intensità, che possono causare impatti in termini di danni agli asset e mancata operatività.	Il Gruppo adotta le migliori practiche per gestire il rientro in operatività nel minor tempo possibile. Inoltre lavora per implementare piani di investimento per la resilienza (per es., caso Italia). In relazione alle attività di risk assessment in ambito assicurativo, il Gruppo gestisce un programma di loss prevention per i rischi property, volto anche alla valutazione delle principali esposizioni legate agli eventi naturali, coadiuvato da attività di prevenzione manutentiva e politiche interne di gestione del rischio. In prospettiva futura saranno integrati nelle valutazioni anche i potenziali impatti derivati dai trend delle variabili climatiche più rilevanti che si dovessero manifestare nel lungo periodo.
Fisico cronico	A partire dal lungo periodo (2030-2050)	Mercato	**Rischio/opportunità:** maggiore o minore domanda elettrica, influenzata dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Maggiore o minore produzione da fonti rinnovabili, che può essere influenzata da cambiamenti strutturali nella disponibilità delle risorse.	La diversificazione geografica e tecnologica del Gruppo fa sì che gli impatti di variazione (positivi e negativi) di una singola variabile siano mitigati a livello globale. Per una gestione sempre informata dei fenomeni meteoclimatici il Gruppo adotta una serie di pratiche come, per esempio, previsioni meteorologiche, monitoraggio in tempo reale degli impianti e scenari climatici di lungo periodo per valutare eventuali variazioni croniche nella disponibilità delle risorse rinnovabili.
Transizione	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Policy & Regulation	**Rischio/opportunità:** politiche su prezzo ed emissioni CO_2, politiche e strumenti finanziari a supporto della transizione energetica, revisione del disegno di mercato e delle procedure di permitting, regolazione in materia di resilienza.	Il Gruppo minimizza l'esposizione ai rischi attraverso la progressiva decarbonizzazione e la focalizzazione del business su rinnovabili, reti e clienti. Un modello di business volto a massimizzare i benefíci della posizione integrata dei Paesi "core" e alla valorizzazione delle attività in Stewardship consente di sfruttare le opportunità relative alla transizione energetica. Il Gruppo, inoltre, fornisce un contributo attivo nella definizione delle politiche pubbliche attraverso attività di advocacy. Tali attività si innestano su piattaforme di dialogo con gli stakeholder mirate a esplorare nei diversi Paesi dove Enel opera scenari di decarbonizzazione nazionali ambiziosi.
Transizione	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Mercato	**Rischio/opportunità:** cambiamenti nei prezzi di commodity, raw material ed energia, evoluzione del mix energetico, cambiamenti nei consumi retail, modifica dell'assetto competitivo.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a una strategia orientata alla transizione energetica, focalizzata su elettrificazione dei consumi energetici e sviluppo delle rinnovabili, e a un posizionamento geografico nei Paesi con presenza integrata. Considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta gli impatti di differenti trend dei prezzi delle commodity, di variazione del peso delle fonti rinnovabili nel mix di generazione elettrica e dell'elettrificazione dei consumi finali.
Transizione	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Product & Services	**Opportunità:** maggiori margini e maggiore spazio per investimenti come conseguenza della transizione in termini di penetrazione della mobilità elettrica, della generazione distribuita e di nuove tecnologie per l'elettrificazione diretta e indiretta dei consumi finali.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su nuovi business e servizi "beyond commodity". Inoltre, considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta l'impatto di differenti trend di elettrificazione dei consumi.
Transizione	A partire dal medio periodo (2025-2029)	Technology		Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su nuovi business e sulle reti a livello globale. A fronte del trend di penetrazione di tecnologie di elettrificazione diretta e indiretta, considerando scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta le potenziali opportunità per scalare i business correnti e potenziali, e per lo sviluppo di nuove soluzioni legate alla digitalizzazione e alla resilienza delle reti elettriche.

Il framework sopra illustrato evidenzia anche i rapporti che collegano gli scenari fisici e di transizione con i potenziali effetti sul business del Gruppo.
Tali effetti possono essere valutati su tre orizzonti temporali: il breve-medio periodo (1-3 anni), nel quale si possono fare analisi di sensibilità a partire dal Piano Strategico presentato ai mercati nel 2022; il medio periodo (fino al 2029), nel quale è possibile apprezzare gli effetti della transizione energetica; il lungo periodo (2030-2050), nel quale si dovrebbero iniziare a manifestare cambiamenti cronici strutturali a livello climatico.
Allo scopo di facilitare la corretta identificazione e gestione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, nel 2021 è stata pubblicata una policy di Gruppo che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico. La policy "Climate change risks and opportunities" definisce un approccio condiviso per l'integrazione dei temi relativi al cambiamento climatico e alla transizione energetica nei processi e nelle attività del Gruppo, informando così le scelte industriali e strategiche per migliorare la resilienza del business e la creazione di valore sostenibile sul lungo termine, in coerenza con la strategia di adattamento e mitigazione. I passi principali considerati nella policy sono di seguito descritti.

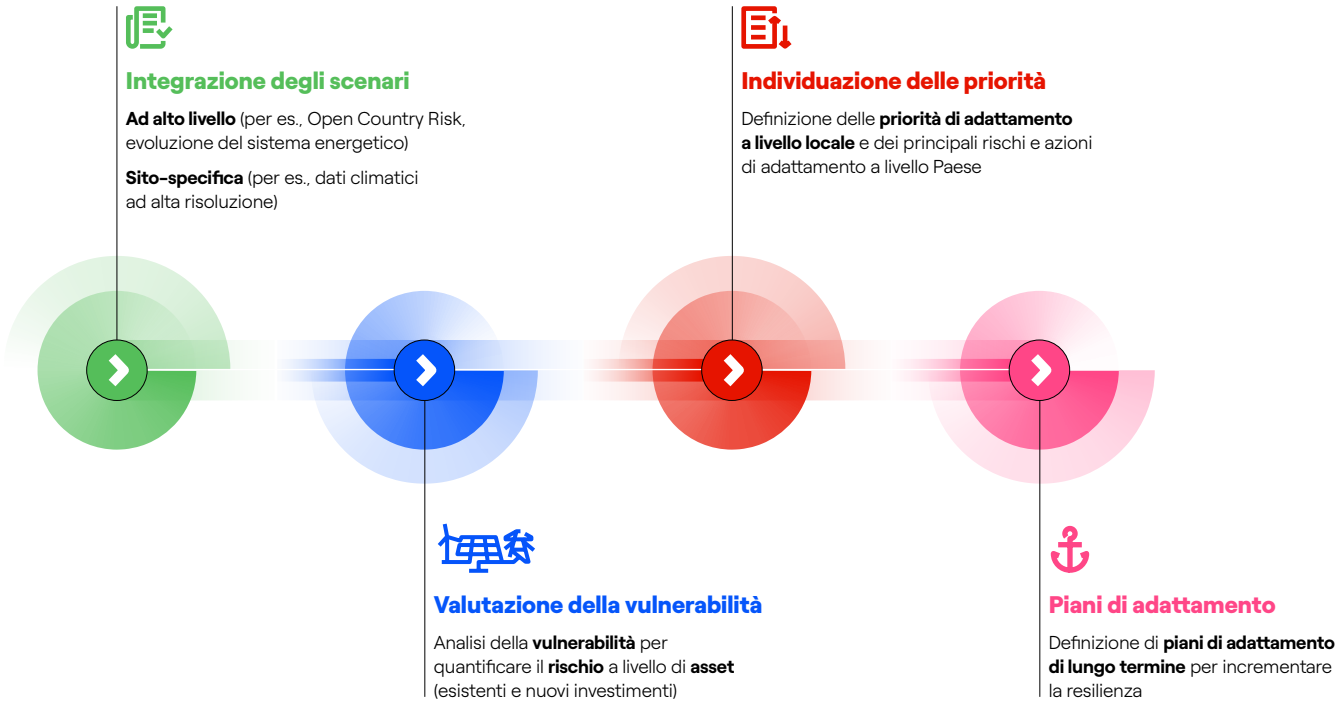
- Prioritizzazione dei fenomeni e analisi degli scenari. Queste attività includono l'identificazione dei fenomeni fisici e di transizione rilevanti per il Gruppo e la conseguente elaborazione degli scenari da considerare, elaborati tramite analisi e lavorazione di dati da fonti interne ed esterne. Per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

Di seguito saranno descritte le principali fonti di rischi e opportunità individuate, le best practice operative per la gestione dei fenomeni meteoclimatici e le valutazioni di impatto qualitative e quantitative effettuate a oggi. Tutte le attività sopra menzionate sono svolte nel corso dell'anno grazie a un impegno continuo per analizzare, valutare e gestire le informazioni elaborate. Come la TCFD dichiara, il processo di disclosure dei rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici sarà graduale e incrementale di anno in anno.

La resilienza di Enel rispetto a transizione energetica e cambiamento climatico

Gli impatti dei cambiamenti climatici, l'evoluzione tecnologica, l'evoluzione delle policy e i mutamenti dei fondamentali macroeconomici e delle situazioni geopolitiche e di mercato rendono sempre più importante definire strategie aziendali resilienti, ovvero sia capaci di resistere agli shock esterni, e quindi di assorbire le cause di potenziali crisi e di prosperare anche quando le condizioni esterne si modificano, anche velocemente, sia attrezzate per individuare nuove opportunità e trasformarle in azioni. Considerare congiuntamente i fenomeni legati agli scenari di transizione energetica e i diversi scenari di cambiamento climatico è quindi propedeutico alla definizione di una pianificazione di lungo termine.
L'insieme degli scenari di transizione e climatici contribuisce a indirizzare decisioni strategiche e industriali tenendo conto, per esempio, dei futuri effetti della temperatura sulla domanda elettrica, degli investimenti necessari per supportare la crescente elettrificazione e decarbonizzazione, dell'evoluzione del contesto di mercato e delle abitudini dei consumatori. Visto che Enel nel suo Piano Strategico concentra più del 94% degli investimenti per contrastare il cambiamento climatico attraverso l'incremento progressivo della generazione da fonti rinnovabili e lo sviluppo di infrastrutture e servizi per guidare i sistemi energetici e i clienti verso una progressiva elettrificazione, prevedendo allo stesso tempo la riduzione significativa dell'uso dei combustibili fossili e aumento di qualità ed efficienza, by design gli investimenti e le attività del Gruppo definiscono una crescita di lungo termine allineata a una transizione energetica coerente con l'Accordo di Parigi.

L'applicazione degli scenari climatici di lungo termine consente di costruire piani di adattamento per il portafoglio di asset e attività del Gruppo. Gli scenari climatici vengono sviluppati a partire dall'identificazione dei fenomeni fisici più rilevanti per ogni business (come ondate di calore, piogge estreme, rischio incendio ecc.), per produrre analisi che forniscono sia indicazioni ad alto livello (come indici di country risk tra loro comparabili), sia dati ad alta risoluzione, che consentono di studiare gli impatti fisici a livello di singolo sito. L'approccio vale sia per il portafoglio esistente sia per i nuovi investimenti. Maggiori dettagli per quanto riguarda i nuovi investimenti sono descritti nel capitolo dedicato "Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti".
La valutazione della vulnerabilità degli asset consente di individuare delle azioni prioritarie per incrementare la resilienza.



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

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

Cambiamenti fisici cronici fonti di rischi e opportunità

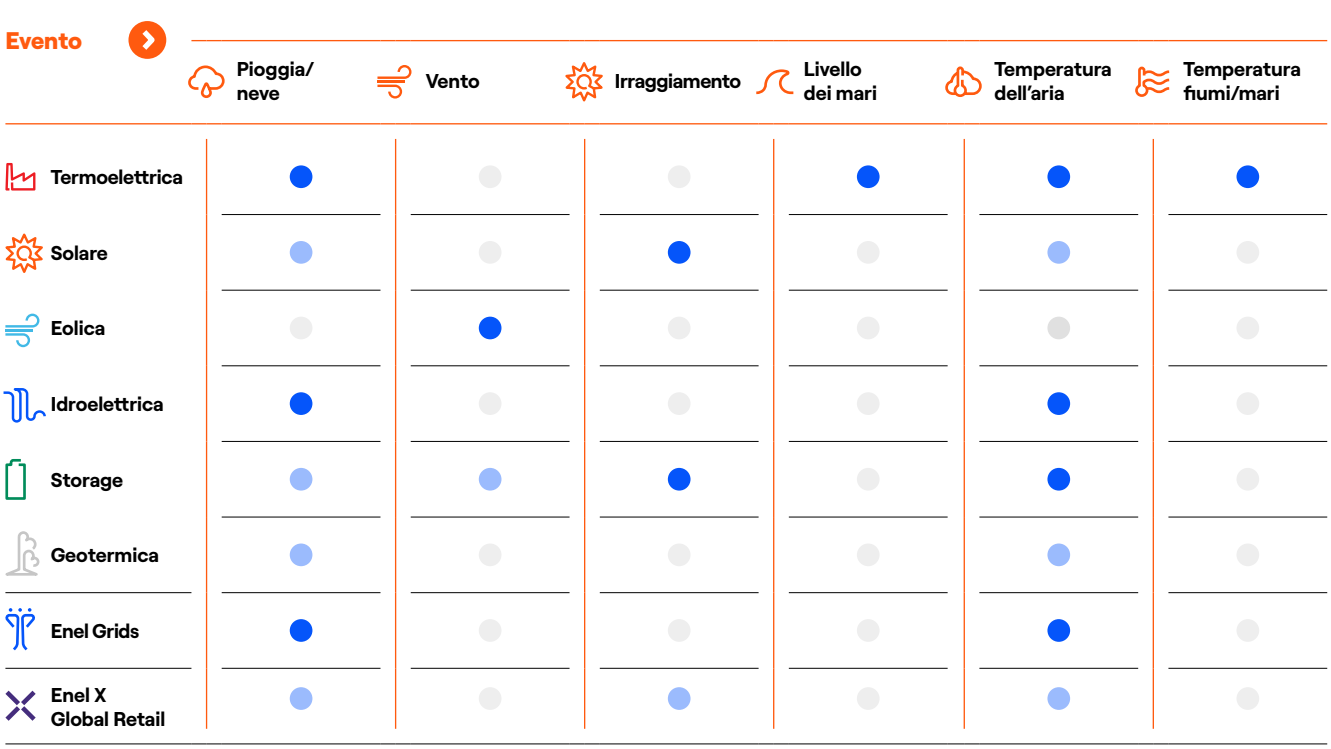
Dagli scenari climatici sviluppati insieme all'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste, non emergono certezze di variazioni strutturali prima del 2030, mentre si potrebbero iniziare ad apprezzare variazioni strutturali tra il 2030 e il 2050. In pratica, mentre si registrano variazioni meteorologiche anche consistenti (cfr. siccità in Europa nel 2022), risulta comunque complesso stabilire sul breve termine se alcuni fenomeni stiano cambiando strutturalmente, ovvero se si stiano già modificando i valori medi di riferimento. Lo si stabilisce, invece, sull'orizzonte temporale più lungo con intervalli di probabilità.
I principali impatti dei cambiamenti fisici cronici dovrebbero produrre effetti sulle seguenti variabili:

Variabili impattate dai cambiamenti fisici cronici

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

In merito agli effetti dei cambiamenti fisici cronici, il Gruppo lavora per stimare al meglio le relazioni tra i cambiamenti delle variabili fisiche e la variazione della producibilità relativa ai singoli impianti per le diverse tecnologie.

Nell'ambito della valutazione degli effetti dei cambiamenti climatici di lungo periodo si è proceduto con l'individuazione degli eventi cronici rilevanti per ciascuna tecnologia e con l'avvio delle analisi dei relativi impatti in termini di producibilità.



Le prime evidenze di scenario mostrano che cambiamenti cronici strutturali nei trend recenti delle variabili fisiche si manifesteranno in maniera sensibile a partire dal 2030. Tuttavia, al fine di avere una stima indicativa dei potenziali impatti, e includere l'eventuale possibilità di anticipo di effetti cronici, è possibile effettuare uno stress test del Piano Industriale sui fattori potenzialmente influenzati dallo scenario fisico, pur prescindendo da una relazione diretta con le variabili climatiche. Si è costruito l'attuale Piano Industriale utilizzando le informazioni contenute negli scenari mediani relativi ai fenomeni cronici, in modo da considerare anche gli effetti eventuali dei trend delle variabili climatiche.

Analisi sull'impatto dei cambiamenti climatici cronici sulla generazione rinnovabile

Per calcolare l'impatto degli effetti cronici del cambiamento climatico sulla produzione dei nostri asset è stata costruita una serie di funzioni *ad hoc* per ogni tecnologia rinnovabile (eolica, solare e idroelettrica) e impianto, che associano, a ogni variazione delle variabili climatiche (per es., temperatura, irraggiamento, velocità del vento, precipitazioni), probabili cambiamenti in termini di producibilità elettrica degli impianti del nostro portafoglio.

Per calibrare tali funzioni "link", si è partiti dai dati storici delle variabili meteo-climatiche[34] e dai riferimenti interni dell'energia producibile osservata del nostro parco impianti. In tal modo, si sono ottenute funzioni "link" che rispondono alle specifiche caratteristiche di ogni impianto e tecnologia rinnovabile.

Si sono potuti, quindi, studiare gli impatti climatici cronici per le possibili proiezioni future delle variabili climatiche (scenari RCP 2.6, 4.5 e 8.5).

Assieme ai fenomeni cronici, che comportano cambiamenti medi strutturali, è necessario studiare la volatilità tipica del meteo e quindi più di breve periodo. Si sono presi come input per la pianificazione strategica sia le informazioni derivate dai range di variazione dei trend cronici proiettate dagli scenari climatici, sia le volatilità storiche dei dati meteorologici, tramite analisi delle variazioni della produzione elettrica (TWh) degli ultimi 10 anni.

Tutte le oscillazioni, sia meteo sia climatiche, possono portare ad aggiustamenti, dal momento che la produzione del parco impianti alimenta il sourcing per la vendita di energia ai clienti. In sostanza, riduzioni in termini di energia per la produzione rinnovabile possono portare a sbilanciamenti lato sourcing che possono portare all'acquisto a mercato dei volumi mancanti per alimentare la strategia commerciale. Viceversa, maggiore produzione rinnovabile porta a una possibile riduzione di acquisto di volumi a mercato (o a maggiori vendite, eventualmente).

Dalle analisi effettuate a livello di singolo impianto e poi aggregate, si è calcolato che in media la produzione idro-

(34) 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).

elettrica potrebbe flettere leggermente in futuro (con differenza consistenti tra siti) riportando variazioni medie nel periodo 2030-2050 nello scenario RCP 2.6 rispetto ai valori storici a livello Paese comprese in un range tra -1% e -5%. I cambiamenti medi della producibilità eolica dipenderanno molto dalla localizzazione degli asset, con variazioni di lieve entità sia positive sia negative. Infine, gli effetti per la tecnologia solare saranno generalmente positivi con aumenti medi a livello Paese fino al 3% nel periodo 2030-2050 nello scenario RCP 2.6. Tali effetti, aggregati a livello di portafoglio, evidenziano il risultato della diversificazione geografica e tecnologica che bilancia le diverse variazioni.

Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi e opportunità

Per quanto riguarda i fenomeni fisici acuti (eventi estremi), l'intensità e la frequenza dei fenomeni fisici estremi possono arrecare danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset ed esternalità negative legate all'interruzione del servizio.
Nell'ambito degli scenari legati al cambiamento climatico, la componente fisica acuta riveste un ruolo di primo piano nella definizione dei rischi cui è esposto il Gruppo, sia per l'ampia diversificazione geografica del proprio portafoglio di asset, sia per l'importanza primaria delle risorse naturali rinnovabili nella produzione di energia elettrica.
I fenomeni fisici acuti, nelle diverse casistiche quali tempeste di vento, inondazioni, ondate di calore, ondate di gelo ecc., si caratterizzano per una notevole intensità e una frequenza di accadimento non alta nel breve periodo, ma che, considerando gli scenari climatici futuri di medio e lungo periodo, vede un netto trend di crescita.
Quindi il Gruppo, per i motivi sopra descritti, già attualmente si trova a dover gestire il rischio derivante da eventi estremi nel breve periodo. Contemporaneamente, si sta estendendo la metodologia anche a orizzonti temporali più ampi (al 2050) secondo gli scenari di cambiamento climatico individuati (RCP 8.5, 4.5 e 2.6).

Metodologia di valutazione del rischio da eventi acuti

Al fine di quantificare il rischio derivante da eventi acuti, il Gruppo fa riferimento a una consolidata metodologia di analisi del rischio catastrofico, utilizzata nel settore assicurativo e anche nei report dell'IPCC[35]. Attraverso le proprie unità di business di assicurazione e la società captive di assicurazione Enel Insurance NV il Gruppo gestisce le diverse fasi legate ai rischi derivanti da catastrofi naturali: dalla valutazione e quantificazione alle corrispondenti coperture per ridurre al minimo gli impatti.

La metodologia è applicabile all'insieme degli eventi estremi che possono essere oggetto di analisi, quali le tempeste di vento, le ondate di calore, i cicloni tropicali, le inondazioni ecc. In tutte le suddette tipologie di catastrofi naturali, comunque, si individuano tre fattori indipendenti che, sinteticamente, sono di seguito descritti.

- La probabilità dell'evento (c.d. "Hazard"), cioè la sua frequenza teorica su uno specifico arco temporale: il tempo di ritorno. In altre parole, un evento catastrofale che abbia, per esempio, un tempo di ritorno di 250 anni implica che a esso sia associabile una probabilità dello 0,4% che possa accadere in un anno. Tale informazione, necessaria alla valutazione del livello di frequenza dell'evento, è poi associata alla sua distribuzione geografica rispetto ai diversi luoghi dove sono presenti gli asset del portafoglio.

  Quindi il Gruppo adotta, a tal fine, lo strumento delle mappe di hazard che associano, per le diverse tipologie di catastrofi naturali, a ogni punto geografico della mappa globale, la corrispondente stima della frequenza associata all'evento estremo. Queste informazioni, organizzate in database geo-referenziati, vengono fornite da società globali di ri-assicurazione, società di consulenza meteorologica o istituzioni accademiche.

- La vulnerabilità, che, in termini percentuali, indica quanto valore viene perso e/o danneggiato al verificarsi dell'evento catastrofico. In termini più specifici, quindi, si può far riferimento al danneggiamento di asset materiali, all'impatto sulla continuità della produzione e/o distribuzione di energia elettrica, o anche all'erogazione dei servizi elettrici offerti al cliente finale.

  Il Gruppo, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative a ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: impianti di produzione solari, eolici, idroelettrici, reti di trasmissione e distribuzione, cabine primarie e secondarie ecc. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che impattano maggiormente le diverse tipologie di tecnologie, dunque, in questo modo, si viene a definire una sorta di matrice che associa ai singoli eventi catastrofici naturali la corrispondente tipologia di asset impattata in modo rilevante.

- L'esposizione è l'insieme dei valori economici, presenti nel portafoglio del Gruppo, che possono avere impatti

(35) L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management", University of Alberta Press, Alberta 2003.
T. Bernold, "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd., Amsterdam, 1990.
H. Kumamoto and E.J. Henley, "Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists", IEEE Press, 1996.
Nasim Uddin, Alfredo H.S. Ang. (eds.), "Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards", ASCE, Germany, 2012.
UNISDR, "Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development", UNISDR, Geneva, 2011.
IPCC, "Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)", Cambridge University Press, Cambridge, 2012.

non trascurabili in presenza di eventi naturali catastrofali. Anche in questo caso, le dimensioni delle analisi sono specifiche per le diverse tecnologie di produzione, per gli asset della distribuzione e per i servizi al cliente finale.

L'insieme dei tre fattori sopra descritti (hazard, vulnerabilità ed esposizione) costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi. In tal senso il Gruppo, rispetto agli scenari di cambiamento climatico, differenzia le analisi di rischio a seconda delle specificità dei diversi orizzonti temporali associati. Nella seguente tabella è, quindi, riportato sinteticamente lo schema adottato per la valutazione degli impatti derivanti da fenomeni fisici acuti.

Orizzonte temporale	Hazard	Vulnerabilità	Esposizione
Breve termine (1-3 anni)	Mappe di hazard basate su dati storici e modelli meteorologici	La vulnerabilità, essendo legata al tipo di evento estremo, alle specifiche della tipologia di danno e ai requisiti tecnici della tecnologia in esame, è essenzialmente indipendente dagli orizzonti temporali	Valori del Gruppo nel breve termine
Lungo termine (al 2050 e/o 2100)	Mappe di hazard e studi specifici per i diversi scenari climatici RCP dell'IPCC		Valori del Gruppo nella loro evoluzione di lungo termine

Nel caso della vulnerabilità di asset all'interno del portafoglio, quindi, si è definita, in collaborazione con le relative Linee di Business Globali del Gruppo, una tabella di priorità di impatti dei principali eventi estremi sulle diverse tecnologie.

Rilevanza

● Priorità alta ● Priorità bassa ○ Non rilevante

Evento	Ondate di calore	Alluvioni/ prec. intense	Neve intensa/ ghiaccio	Grandine	Tempeste di vento e cicloni	Incendi	Fulminazioni
Termoelettrica	●	●	○	○	●	●	In corso di valutazione
Solare	●	●	●	●	●	●	In corso di valutazione
Eolica	●	●	●	●	●	●	In corso di valutazione
Idroelettrica	●	●	●	○	●	○	●
Storage	●	●	●	●	●	●	In corso di valutazione
Geotermica	○	○	○	○	○	●	In corso di valutazione
Enel Grids	●	●	●	●	●	●	●
Enel X Global Retail	●	●	●	●	●	●	In corso di valutazione

Gestione del rischio da eventi estremi nel breve termine

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

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

Impatti degli eventi fisici acuti sul Gruppo

Il Gruppo Enel possiede un portafoglio ben diversificato in termini di tecnologie, distribuzione geografica e dimensione degli asset e, di conseguenza, anche l'esposizione del portafoglio ai rischi naturali è diversificata. il Gruppo mette in atto varie misure di mitigazione del rischio che, come verrà descritto di seguito, includono sia le coperture assicurative sia altre azioni manageriali e operative atte a ridurre ulteriormente il profilo di rischio dell'Azienda.

Infatti, le evidenze empiriche riportano ripercussioni trascurabili di tali rischi, come dimostrano i dati relativi agli ultimi cinque anni. Considerando gli eventi più rilevanti, definiti come gli accadimenti con impatto lordo >10 milioni di euro, il valore cumulato dell'impatto lordo ammonta a ~130 milioni di euro, che rappresenta meno dello 0,06% dei valori assicurati del Gruppo al 2022, pari a ~224 miliardi di euro, la maggior parte dei quali recuperati tramite rimborsi assicurativi.

Acute Events Risk Index (AERI)

Il Gruppo ha sviluppato un indice di climate change chiamato Acute Events Risk Index (AERI)[36] per dare un'indicazione di alto livello della variazione del rischio dovuto al cambiamento climatico per i fenomeni acuti. In particolare, i risultati mostrano la quota di capacità installata che, in base alle proiezioni climatiche (RCP 2.6), si troverà in zone caratterizzate da una classe di rischio più o meno alta in funzione dell'incremento dell'hazard atteso a causa del cambiamento climatico nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo storico.

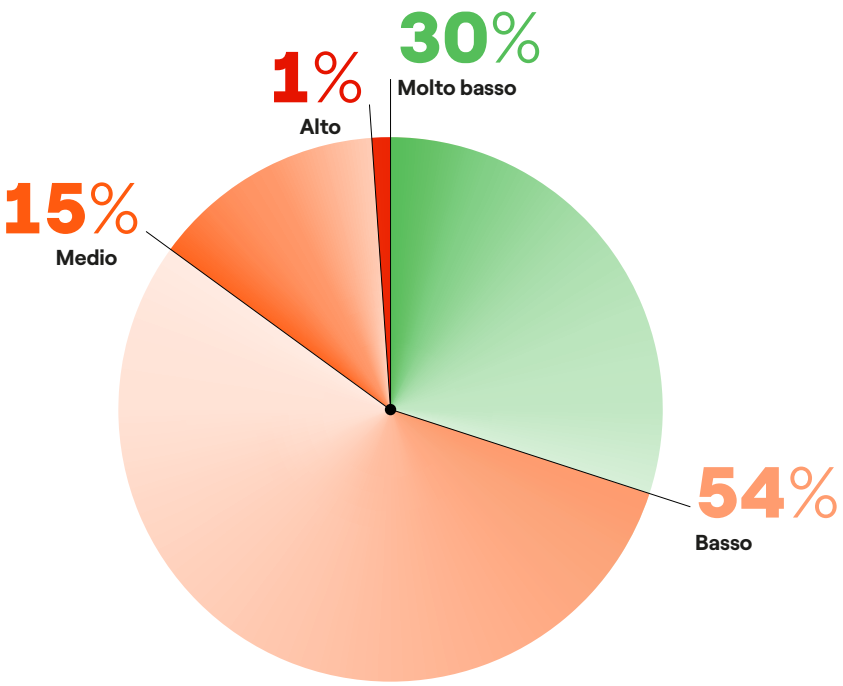
L'indice mostrato considera gli impianti idroelettrici, solari ed eolici del Gruppo (Enel Green Power ed Enel X), utilizzando le metriche climatiche e l'approccio seguito per il preliminary screening, che saranno descritti anche in seguito, allo scopo di identificare gli asset che saranno soggetti ai cambiamenti climatici più intensi. L'obiettivo di questa valutazione è definire le priorità per le analisi di dettaglio necessarie per l'individuazione delle azioni di adattamento. È importante specificare che questo indice dà una rappresentazione sintetica di uno screening effettuato per ogni impianto e fenomeno fisico rilevante, rispetto al quale verranno valutate le priorità per analisi più dettagliate.

In particolare, per ogni impianto vengono considerati i fenomeni fisici rilevanti, rispetto ai quali si calcola il livello di cambiamento climatico futuro e attraverso un'opportuna ponderazione viene assegnata a ciascun asset una classe di rischio (alta, media, bassa, molto bassa). A questo punto è possibile aggregare i risultati e arrivare al valore di AERI di Gruppo declinato per ogni categoria di rischio.

Come mostrato nella figura sottostante, nello scenario RCP 2.6 solo l'1% della capacità totale analizzata[37] del Gruppo Enel è localizzato in zone classificate ad alto rischio da climate change: per questi impianti un'analisi dettagliata è prioritaria per identificare possibili misure di adattamento. Il 15%, invece, si troverà in aree a medio rischio. Ciò significa che la situazione degli asset deve essere analizzata su base rolling per valutare se procedere con analisi più approfondite e dati a più alta risoluzione, allo scopo di definire le necessità di adattamento rispetto a fenomeni specifici. Infine, alla restante capacità installata (84%) è associato un rischio basso o molto basso: gli impianti in queste categorie non dovrebbero essere soggetti a cambiamenti climatici rilevanti nello scenario RCP 2.6. Per questi, dunque, restano adeguati i criteri e le azioni già implementate e le analisi di dettaglio avranno priorità minore. Le analisi saranno comunque aggiornate e affinate su base continua per garantire il monitoraggio del cambiamento climatico atteso su tutti gli impianti.

(36) Con l'AERI si valuta la percentuale di capacità a rischio nel futuro a lungo termine (2030-2050) rispetto allo storico. Si assume così che gli impianti del Gruppo siano resilienti ai fenomeni osservati nel recente passato.
(37) Gli impianti analizzati al momento sono fino a COD 2022 per la tecnologia solare e fino a COD 2021 per le altre tecnologie.

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



Le assicurazioni nel Gruppo Enel

Il Gruppo, annualmente, definisce 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 i seguenti:

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

A partire da una efficace valutazione del rischio, si possono dunque definire adeguati limiti e condizioni assicurative all'interno delle polizze di copertura e questo vale anche nel caso di eventi estremi naturali, legati al cambiamento climatico. Infatti, in quest'ultimo caso gli impatti sul business possono essere notevoli ma, come si è verificato nei casi accaduti in passato e in diverse località del mondo, il Gruppo ha mostrato una assoluta resilienza, grazie agli ampi limiti di copertura assicurativa che sono anche conseguenza di una solida struttura di ri-assicurazione, rispetto alla società captive Enel Insurance NV del Gruppo.

In un tale contesto di efficace copertura assicurativa non sono comunque meno rilevanti le azioni che il Gruppo pone in essere nell'ambito della prevenzione manutentiva degli asset di produzione e distribuzione dell'energia elettrica. Infatti, se da un lato gli effetti di tali attività hanno immediato riscontro nella mitigazione degli impatti dovuti agli eventi estremi, dall'altro sono presupposto necessario per ottimizzare il risk financing e minimizzare, rispetto al mercato assicurativo, i costi dei propri programmi globali di copertura, tra cui anche il rischio legato agli eventi catastrofali naturali. Tale strategia adattiva si sostanzia in strategie e azioni manageriali, non solo assicurative, che si modificano con le condizioni al contorno; per esempio, il Gruppo è riuscito a sterilizzare gran parte del trend in forte rialzo dei premi sui mercati assicurativi tramite modifiche alle politiche di retention del rischio sugli asset, nonché tramite politiche di trasferimento interno del rischio che premiano le Linee di Business più virtuose dal punto di vista della risk mitigation. In quest'ottica, assumono un ruolo cruciale il metodo e le informazioni estratte dalle analisi degli eventi *ex post* che permettono di definire processi e pratiche per la mitigazione di eventi simili in futuro.

Enel Insurance NV, all'interno del Programma Property, ha avviato un meccanismo di Premium Refund a favore delle Linee di Business vincolato alla sinistralità e al raggiungimento degli obiettivi SDG del Gruppo, contribuendo al circolo virtuoso legato all'adaptation del Gruppo alle sfide del climate change.

Le attività di adattamento al cambiamento climatico nel Gruppo Enel

Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento al cambiamento climatico secondo un approccio complessivo che, come descritto nel capitolo "Climate change strategy", agisce valutando i potenziali impatti al fine di calibrare opportunamente le misure necessarie per potenziare la capacità di risposta agli eventi avversi (Response Management) e per aumentare la resilienza del business (Resiliency Measures), riducendo quindi il rischio di futuri impatti negativi di eventi avversi. Inoltre, le competenze e gli strumenti sviluppati per analizzare gli effetti del cambiamento climatico saranno impiegati per creare valore attraverso l'ideazione di nuove opzioni di business, volte a offrire soluzioni per facilitare l'adattamento delle comunità e di tutti gli stakeholder.

Le soluzioni di adattamento possono comprendere sia azioni policy e best practice implementate nel breve termine, sia decisioni a 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, per esempio tenendo conto in fase di progettazione degli scenari climatici e delle analisi della vulnerabilità degli asset rispetto a fenomeni specifici per implementare soluzioni resilienti.

Nella tabella seguente è riportata una sintesi di alto livello che vuole rappresentare il tipo di azioni che Enel attua per una corretta gestione degli eventi avversi e per aumentare la resilienza a fronte di fenomeni meteo e della loro evoluzione a causa del cambiamento climatico. Nei capitoli successivi alcune attività vengono descritte in maggiore dettaglio.

Linea di Business	A. Resiliency Measures – Potenziamento resilienza degli asset	B. Response Management – Gestione eventi avversi
Enel Green Power and Thermal Generation	**Asset esistenti** 1. Linee guida per risk assessment e design tecnologia idraulica 2. Processi di "Lesson learned feedback" da O&M verso E&C e BD **Nuove costruzioni** 1. In aggiunta a quanto fatto per gli asset esistenti: Climate Change Risk Assessment (CCRA) inclusi nei documenti di impatto ambientale (pilota)	**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
Enel Grids	**Asset esistenti e nuove costruzioni** 1. Linee guida per la definizione di piani di incremento della resilienza delle reti (per es., "Network Resilience Enhancement Plan" e-distribuzione).	**Asset esistenti** 1. Strategie e linee guida su azioni di Risk Prevention, Readiness, Response, Recovery sulla rete di distribuzione 2. Linee guida globali per la gestione emergenze ed eventi critici 3. Misure di prevenzione del rischio e di preparazione in caso di incendi su installazioni elettriche (linee, trasformatori ecc.)
Enel X Global Retail	**Asset esistenti** 1. Analisi preliminare degli impatti dei cambiamenti climatici a medio-lungo termine	**Asset esistenti** 1. Enel X Critical Event Management

Come Enel garantisce la resilienza della generazione

Per quanto riguarda la generazione, nel tempo il Gruppo ha sia effettuato interventi mirati su siti specifici sia instaurato attività e processi di gestione *ad hoc*.

Tra le azioni su siti specifici negli ultimi anni, citiamo per esempio:

- miglioramento dei sistemi di gestione delle acque di raffreddamento di alcuni impianti per compensare fenomeni derivanti dall'abbassamento dei fiumi, come per esempio il Po in Italia;
- specifici interventi tecnologici ("fogging systems") per migliorare il flusso dell'aria in ingresso e compensare la riduzione di potenza dovuta all'aumento della temperatura ambiente nei CCGT;
- installazione di pompe di drenaggio, sollevamento del terrapieno, pulizia periodica dei canali, e interventi per rafforzare i terreni adiacenti agli impianti rispetto a eventi franosi e per mitigare i rischi di alluvione;
- rivalutazione periodica sito-specifica per gli impianti idroelettrici degli scenari di alluvione attraverso simulazioni numeriche. Gli scenari elaborati sono gestiti con azioni di mitigazione e interventi sulle opere civili, sulle dighe e sulle opere di presa.

Per la corretta gestione dei fenomeni meteo avversi nell'ambito della generazione di energia elettrica, il Gruppo adotta una serie di best practice come le seguenti:

Practice di Gruppo per la gestione dei fenomeni meteo nell'ambito della generazione

Ambiti principali:
Maintenance
O&M Operation
Dams and Hydraulic infrastructure Safety
Critical Event Management

- Previsioni meteo per monitorare la disponibilità della risorsa rinnovabile e il verificarsi degli eventi estremi, con sistemi di allerta che garantiscano la protezione di persone e asset.
- Simulazioni idrologiche, rilievi del territorio (anche con droni), monitoraggio di eventuali vulnerabilità attraverso sistemi digitali GIS (Geographic Information System) e misure satellitari.
- Monitoraggio avanzato di oltre 100.000 parametri (con oltre 160 milioni di misure storiche) rilevati su dighe e opere civili idroelettriche.
- Monitoraggio in tempo reale da remoto degli impianti di produzione elettrica.
- Safe room negli impianti situati nelle zone esposte a tornado e uragani, come per esempio quelli eolici in Oklahoma, negli Stati Uniti.
- Adozione di linee guida specifiche per l'esecuzione di studi idrologici e idraulici sin dalle prime fasi di sviluppo, volte a valutare i rischi interni di impianto e verso le aree esterne all'impianto, con applicazione in fase di progettazione delle opere di drenaggio e di mitigazione del principio di invarianza idraulica.
- Verifica di potenziali trend climatici per i principali parametri di progetto al fine di tenerne conto nel dimensionamento dei sistemi per progetti rilevanti (per es., valutazioni sulla temperatura della sorgente fredda al fine di garantire maggiore flessibilità nel raffreddamento nei nuovi CCGT) e di opere civili specifiche (per es., valutazioni sulla piovosità per il progetto dei sistemi di drenaggio in impianti solari).
- Stima di velocità del vento estreme utilizzando database aggiornati contenenti i registri e le traiettorie storiche di uragani e tempeste tropicali, con conseguente selezione della tecnologia delle turbine eoliche più adatta alle condizioni emerse.

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

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

Nella Linea di Business di Generazione, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, si stanno conducendo analisi dei rischi climatici acuti e cronici per stimare l'impatto futuro nel medio-lungo termine sugli impianti di generazione del Gruppo.

In particolare, l'analisi sugli eventi acuti è stata eseguita in due fasi:

- preliminary screening dell'hazard ed esposizione per tutti gli impianti hydro, wind e solar con l'obiettivo di clusterizzare il parco di generazione esistente secondo il grado di vulnerabilità e identificare gli impianti con un maggior rischio tra i quali selezionare uno o due impianti per l'identificazione di eventuali azioni di adattamento;
- detailed analysis sugli impianti prioritari per un maggior rischio, consentendo la futura identificazione di eventuali azioni di adattamento e di misure per la prevenzione della perdita di produzione.

L'analisi di dettaglio è stata sviluppata per tener conto del possibile incremento di frequenza e intensità degli eventi estremi e individuare di conseguenza gli asset esposti al relativo fenomeno.

L'analisi di dettaglio sui siti pilota ha messo in evidenza un numero limitato di asset a rischio alto, nel lungo termine, per tutto il set di fenomeni considerato.

Precipitazioni intense

- Nel corso del 2022 è stata condotta un'analisi su un numero rilevante di impianti che ha evidenziato un'elevata correlazione della geo-morfologia del sito rispetto all'impatto del fenomeno sull'asset e ha confermato la necessità di un'analisi sito-specifica, in particolare per quegli asset maggiormente esposti al fenomeno (tra le tecnologie quella fotovoltaica e a livello geografico l'America Latina).
- Analisi più approfondite hanno permesso di identificare possibili misure di adattamento strutturali utili ad abbassare il livello di rischio idraulico a una soglia accettabile e la cui implementazione richiederà un'analisi costo-beneficio. Tali interventi di adattamento strutturali possono per esempio essere relativi alla costruzione di opere di mitigazione idraulica (principalmente argini, riprofilature di alveo, adattamento canali di drenaggio, vasche di espansione e laminazione) e innalzamento delle componenti a rischio tramite movimentazione terra e aumento della lunghezza delle strutture di supporto nel caso di pannelli fotovoltaici.

Ondate di calore

- Nel 2022 si è approfondito il fenomeno delle ondate di calore per gli impianti fotovoltaici, evento critico caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni.
- Nonostante l'aumento della frequenza e dell'intensità del fenomeno climatico non si evidenziano impatti rilevanti sull'asset, ma solo una riduzione della performance dell'inverter per derating in determinati periodi dell'anno e in specifiche località.

Tempeste di vento

- Relativamente al rischio tempeste di vento, nonostante gli scenari evidenzino un aumento dell'incidenza del fenomeno, l'analisi d'impatto mostra un'elevata resilienza by design soprattutto degli impianti eolici analizzati.
- L'implementazione di eventuali misure di adattamento richiederà valutazioni sito-specifiche sulla base di un'analisi costo-beneficio, considerando il limitato impatto che il fenomeno ha sugli impianti Enel Green Power.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio la Linea di Business ha condotto uno studio per individuare le aree a maggior rischio e in ottica di prevenzione e/o di riduzione delle tempistiche di intervento sono state individuate alcune possibili misure di adattamento da adottare in fase progettuale o di esercizio dell'impianto, come per esempio rimozione aggiuntiva della vegetazione attorno all'area di progetto, predisposizione di strisce tagliafuoco, coordinamento extra con autorità locali su modalità di intervento in caso di incendio.

Le metodologie sviluppate saranno progressivamente affinate con l'obiettivo di applicarle anche al design e sviluppo di nuovi impianti Enel Green Power.
Queste analisi consentiranno di quantificare le necessità di adattamento in termini di Risk Prevention (per es., l'adozione di un design adattivo), e in termini di Event Management e gestione del rischio residuale.

La resilienza delle reti al centro della strategia Enel

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

Nella Business Line Enel Grids il Gruppo Enel, per far fronte agli eventi climatici estremi, ha adottato un approccio denominato "4R" che in un'opportuna policy (che vuole assicurare una strategia innovativa per la resilienza delle reti di distribuzione) definisce le misure da adottare sia in fase di preparazione di un'emergenza sulla rete, sia per un repentino ripristino del servizio *ex post*, ovvero una volta che gli eventi climatici hanno causato danni agli asset e/o disalimentazioni. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi.

1. Risk Prevention: include azioni che consentano di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o a minimizzare i suoi effetti, ovvero sia interventi atti ad aumentare la robustezza dell'infrastruttura sia interventi di manutenzione. La scelta delle soluzioni tecniche per incrementare la resilienza è indirizzata da un catalogo che individua il miglior intervento per evento climatico e geografia.
2. Readiness: comprende tutti gli interventi finalizzati a migliorare la tempestività con cui viene identificato un evento potenzialmente critico, ad assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, nonché a predisporre le necessarie risorse una volta che un disservizio si sia verificato sulla rete.
3. Response: rappresenta la fase in cui viene valutata la capacità operativa di far fronte a un'emergenza al verificarsi di un evento estremo, direttamente correlata alla capacità di mobilitare risorse operative sul campo e alla possibilità di effettuare manovre telecomandate di rialimentazione tramite collegamenti resilienti di backup.
4. Recovery: è l'ultima fase, nella quale si ha l'obiettivo di far tornare la rete, quanto prima, in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza precedentemente adottate.

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

Guidelines for Readiness Response and Recovery actions during emergencies

Una policy relativa alle ultime tre fasi dell'approccio 4R indica le linee guida e le misure volte a migliorare le strategie di preparazione, a mitigare l'impatto delle interruzioni totali e, infine, a ripristinare il servizio al maggior numero possibile di clienti nel più breve tempo possibile.

Guideline for Network Resilience Enhancement Plan

Una policy dedicata si prefigge l'obiettivo di identificare gli eventi climatici straordinari più impattanti sulla rete, di valutare specifici KPI della rete AS-IS e il miglioramento degli stessi in base a interventi proposti per poterne, infine, valutare l'ordine di priorità. In tal modo si vanno a selezionare le azioni che, poste in atto, minimizzano l'impatto sulla rete di eventi estremi particolarmente critici in una determinata area/regione. La policy si colloca, quindi, nelle prime due fasi dell'approccio 4R, suggerendo misure in merito a Risk Prevention e Readiness.

In Italia, questa policy si traduce nel Piano Resilienza che e-distribuzione predispone annualmente dal 2017 e che rappresenta un addendum del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti *ad hoc*, su un orizzonte di tre anni, che mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi appartenenti a determinati cluster critici: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento (caduta di alberi ad alto fusto). Nel periodo 2017-2021 sono stati già investiti circa 672 milioni di euro e circa ulteriori 262 milioni di euro verranno impiegati anche nel triennio successivo, come specificato nell'*addendum* al Piano 2022-2024. A fronte di questi rischi sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo isolato, in alcuni casi interramento dei cavi, oppure soluzioni che prevedano vie di rialimentazione non vulnerabili ai fenomeni sopra citati.

Così come in Italia, anche negli altri Paesi, sia in Europa sia in Sud America, si stanno approfondendo temi analoghi, per poter predisporre un processo di pianificazione investimenti ad-hoc, in grado di incrementare il grado di resilienza delle reti agli eventi estremi, sempre tenendo conto delle diverse peculiarità di ogni realtà territoriale.

Measures for Risk Prevention and Preparation in case of wildfires affecting the electrical installations

Una policy dedicata al rischio incendi definisce un approccio integrato di gestione delle emergenze applicato al fenomeno incendi boschivi, sia nei casi in cui siano originati da fenomeni esterni alle reti e sia nei casi, per quanto rari, in cui siano causati dalle reti stesse e, comunque, in ogni caso siano potenzialmente pericolosi per gli impianti Enel. Il documento fornisce linee guida, da calare nelle diverse realtà di presenza, al fine di individuare aree/impianti a rischio, di definire specifiche misure di prevenzione (per es., valutazione di specifici piani manutentivi ed eventuali interventi di rafforzamento) e, nel caso di manifestazione dell'incendio, di gestire in maniera ottimale l'emergenza per limitarne l'impatto e ripristinare quanto prima il servizio.

Azioni di supporto

Implementazione di sistemi di previsione meteorologica, di monitoraggio dello stato della rete e di valutazione dell'impatto dei fenomeni climatici critici sulla rete, predisposizione di piani operativi e organizzazione di apposite esercitazioni. In tal senso, particolare rilevanza è rappresentata da accordi preventivi per la mobilitazione di risorse straordinarie – preventivamente identificate per far fronte all'emergenza – sia interne sia di imprese contrattiste. Per esempio, in Italia oltre ad aver installato e reso operative tre stazioni sperimentali con l'obiettivo di osservare e approfondire il fenomeno di formazione del manicotto di ghiaccio sui conduttori MT, sono stati avviati trial di sensoristica IoT per il monitoraggio di linee aree localizzate in zone particolarmente esposte ai fenomeni di neve e vento (progetto Newman).

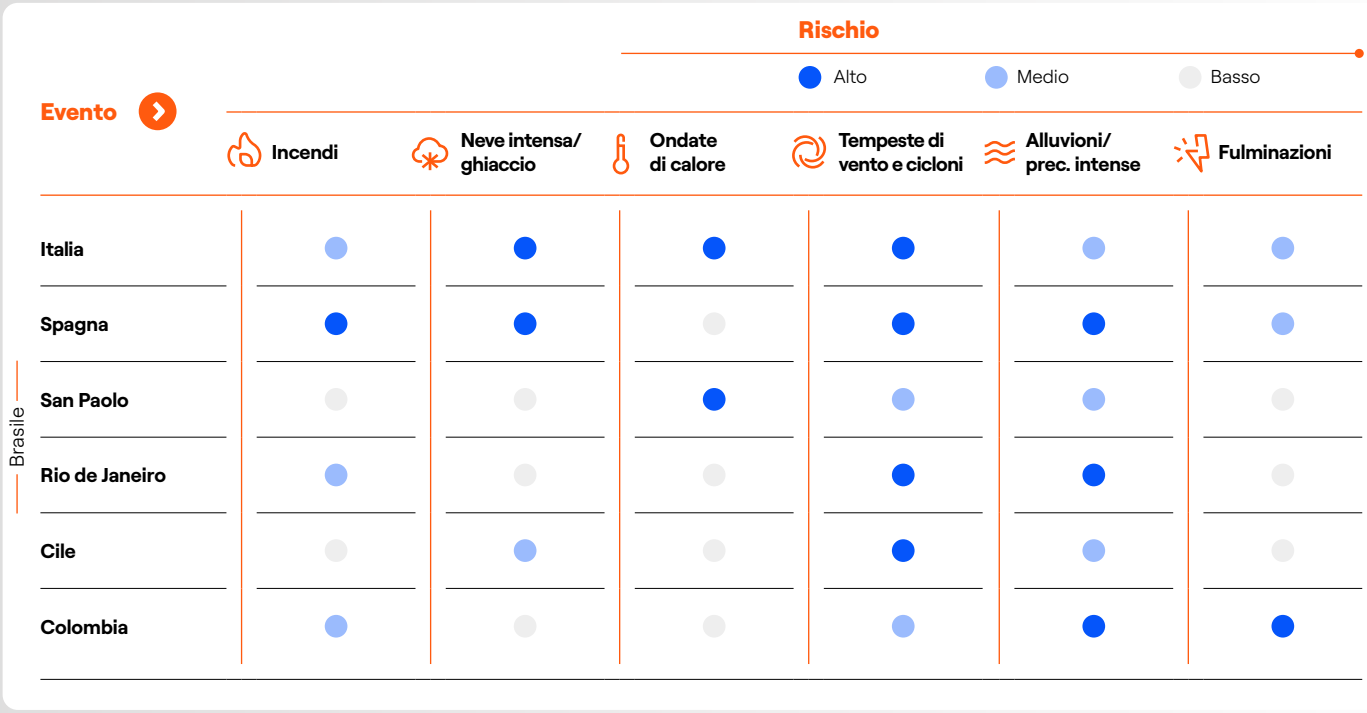
Enel Grids sta contribuendo in maniera significativa alla stesura delle prime pubblicazioni del settore sull'importanza e le possibili azioni in merito alla resilienza e all'adattamento al cambiamento climatico, come per esempio il report *ad hoc* emesso da Eurelectric-EPRI[38] nel dicembre 2022 "The Coming Storm: building electricity resilience to extreme weather".

In aggiunta, nell'ottica del miglioramento continuo, Enel Grids effettua attività di scouting, direttamente contattando startup, esperti del settore e attraverso challenge proposte dalla Funzione di Innovability di Enel Group, al fine di identificare soluzioni tecnologiche innovative per supportare le analisi di impatto climatico e le misure di adattamento per incrementare la resilienza della rete.

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

Enel Grids, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, monitora l'andamento dei fenomeni maggiormente critici nei diversi Paesi di presenza, per stimarne l'impatto futuro del cambiamento climatico sulla rete nel medio-lungo termine. Per fare ciò, è necessario effettuare innanzitutto una valutazione preliminare degli eventi meteo estremi verificatisi in passato con i relativi impatti sulla rete (anche in termini di guasti associati). La mappatura che associa a ogni "core country" gli eventi acuti maggiormente critici è rappresentata nella figura sottostante. Questa consente l'identificazione delle analisi prioritarie, al fine di individuare le eventuali misure di adattamento.

(38) EPRI: Electric Power Research Institute.



A partire da tali valutazioni, nel corso del 2022 sono state quindi condotte analisi di dettaglio per specifici fenomeni e geografie. Di seguito alcuni esempi.

Precipitazioni intense/tempeste di vento

- Nel corso del 2022 è stata effettuata un'analisi per approfondire il fenomeno della ciclogenesi esplosiva (data dalla combinazione di vento e pioggia intensi) in Spagna, con proiezioni degli eventi fino al 2050, valutando i possibili impatti futuri sugli asset di rete. I primi risultati suggeriscono un andamento sostanzialmente in linea con lo storico osservato, a eccezione delle aree costiere della Catalogna, dove si prevede una possibile intensificazione degli eventi.
- Sempre nel 2022, anche in Colombia sono state eseguite analisi sugli impatti delle precipitazioni, nell'area di Bogotà e Cundinamarca, valutandone i possibili scenari al 2050. Gli approfondimenti effettuati mostrano una sostanziale persistenza nel tempo degli effetti negativi associati a tale fenomeno. In virtù di tali prime risultanze, si prevede la pianificazione di interventi perlopiù volti a impermeabilizzare le cabine secondarie nelle aree urbane, in risposta al rischio di alluvioni, così come l'irrobustimento delle infrastrutture aeree per limitare le conseguenze legate all'impatto diretto delle precipitazioni.

Ondate di calore

- Nel 2022 si è ulteriormente approfondito il fenomeno delle ondate di calore in Italia a partire dalle prime analisi già condotte nel 2020. Tale evento critico è caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni e, ostacolando lo smaltimento del calore delle linee in cavo interrato, provoca un anomalo incremento del rischio di guasti multipli sulle reti soprattutto nelle aree urbane e nei centri di turismo estivo. Le analisi condotte hanno evidenziato come il fenomeno climatico si intensificherà nei prossimi decenni di un 10-40% al 2050 (in base allo scenario climatico), richiedendo azioni di adattamento adeguate, come già previsto dal crescente impegno testimoniato sia dal Piano Resilienza sopra riportato sia dalla partecipazione al bando del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) della quota (350 milioni di euro) afferente all'incremento della resilienza delle infrastrutture.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio la Linea di Business, unitamente alla policy sopra descritta, sta predisponendo un aggiornamento della policy sulla prevenzione del rischio incendi, applicando un indice che valuta il rischio incendio delle aree in base alle caratteristiche orografiche e ambientali (FWI: Fire Weather Index) come strumento di supporto con proiezione degli scenari al 2050 sull'evoluzione del fenomeno. A oggi ciascun Paese ha condotto uno studio per individuare le aree a maggior rischio incendio in ambito forestale. Tale studio oggi si avvale anche di una mappatura GIS (Geographic Information System) per la più precisa individuazione delle reti rispetto ai diversi contesti ambientali (aree naturali protette, forestali, habitat). In tal modo è possibile adottare interventi progettuali costruttivi o manutentivi ancor più efficaci in ottica di prevenzione del rischio incendi.

Attività di adattamento – Enel X Global Retail

La Linea di Business Enel X Global Retail, per far fronte agli eventi climatici estremi, ha avviato i lavori per stimare i potenziali impatti dei fenomeni fisici allo scopo di definire le relative azioni di adattamento ai cambiamenti climatici, attraverso l'identificazione dei rischi e delle opportunità per i Paesi/asset prioritari.

Per gli asset di proprietà, che rappresentano una quota minoritaria, è stata effettuata un'analisi degli impatti; mentre per quanto riguarda i clienti Business to Business (B2B) e Business to Government (B2G) sono in corso di valutazione potenziali rischi e le possibili soluzioni di resilienza.

Il lavoro sull'adaptation si è concentrato sulla definizione della metodologia per valutare la vulnerabilità degli asset di Enel X Global Retail estendendo gli studi sviluppati da Enel Green Power and Thermal Generation ed Enel Grids per la valutazione e la gestione degli eventi meteorologici acuti per il solare (Distributed Energy PV) e per il Public Lighting.

Per il solare è stato realizzato uno screening preliminare del rischio climatico nei Paesi/asset individuati come prioritari per determinati eventi acuti, quali: vento estremo, forti precipitazioni/alluvioni, rischio incendio. Dal lavoro svolto finora e dai risultati ottenuti dal preliminary screening per il solare non si evidenziano criticità dovute a impatti climatici sugli asset individuati e l'analisi verrà estesa anche ai siti in cui sono previste nuove costruzioni. Per gli asset del Public Lighting è in fase di affinamento l'analisi di correlazione tra i dati riguardanti danni/guasti storici registrati finora ed eventi climatici acuti.

Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti

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

- studi preliminari: in questa fase, i dati climatici possono offrire screening preliminari, attraverso l'analisi di specifici fenomeni climatici, come quelli mostrati precedentemente nell'analisi degli scenari fisici, e indicatori sintetici come quello di Climate Risk Index, integrato nell'Open Country Risk. Questi dati forniscono una misura preliminare dei fenomeni maggiormente rilevanti nell'area, tra quelli identificati come di interesse per ogni tecnologia;
- stima della producibilità attesa: gli scenari climatici saranno progressivamente integrati per consentire di valutare come il cambiamento climatico modificherà la disponibilità della risorsa rinnovabile sul sito specifico. Nell'approfondimento relativo alle analisi preliminari sulla producibilità viene descritto l'approccio applicato per ora su alcuni siti pilota, per poi scalarlo sull'intero portafoglio di generazione;
- analisi di impatto ambientale: il Gruppo ha cominciato a integrare, nel set della documentazione prodotta, il Climate Change Risk Assessment, che contiene una rappresentazione dei principali fenomeni fisici e del loro cambiamento atteso nell'area;
- design resiliente: come descritto, tra le attività di adattamento al cambiamento climatico, assumono grande rilevanza quelle rivolte alla progettazione di asset resilienti by design; il Gruppo sta lavorando per considerare progressivamente le analisi basate sui dati climatici, per esempio l'incremento di frequenza e intensità degli eventi acuti. Queste ultime integreranno le analisi esistenti basate sui dati storici già in uso al fine di aumentare la resilienza degli asset futuri, comprendendo tutte le azioni di adattamento eventualmente necessarie nel corso della vita utile del progetto.

Fenomeni di transizione: ripercussioni sul business, rischi e opportunità

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associati a variabili di transizione, guardando i diversi scenari di riferimento in combinazione con gli elementi che compongono il processo di identificazione del rischio (per es., contesto competitivo, visione a lungo termine dell'industria, analisi di materialità, evoluzione tecnologica ecc.), vengono individuati i driver di potenziali rischi e opportunità, con priorità ai fenomeni a maggiore rilevanza. I principali rischi e opportunità individuate sono di seguito descritti.

Policy & Regulation

Limiti alle emissioni e carbon pricing

Leggi e regolamenti che introducano limiti emissivi più stringenti sia per via amministrativa (non market driven) sia market based.

- **Opportunità**: strumenti regolatori sia tipo Command & Control sia meccanismi di mercato che rafforzino i segnali di prezzo della CO_2 favorendo gli investimenti in tecnologie carbon-free.
- **Rischio**: mancanza di un approccio coordinato dei diversi attori e policy maker e scarsa efficacia degli strumenti di policy, con conseguenze sulla velocità dei trend di elettrificazione e decarbonizzazione nei vari settori, rispetto a una strategia di Gruppo orientata in maniera decisa verso la transizione energetica.

Politiche e regolazione per accelerare la transizione e la sicurezza energetica

Introduzione di politiche, framework regolatori e revisioni del market design incentivanti la transizione energetica, con conseguente orientamento del sistema energetico verso l'utilizzo di fonti rinnovabili come mainstream dei mix energetici dei Paesi, maggiore elettrificazione dei consumi, efficienza energetica, flessibilità del sistema elettrico e potenziamento delle infrastrutture.

- **Opportunità**: creazione di un framework più favorevole agli investimenti in energie rinnovabili, anche grazie allo sviluppo di mercati di lungo termine (PPA, CfD), in tecnologie elettriche e reti di distribuzione in linea con la strategia del Gruppo.
- **Rischio**: la lentezza nei processi di autorizzazioni amministrative e l'inefficacia del disegno di mercato e dei framework regolatori nei Paesi "core" possono ridurre la redditività degli asset e limitare le opportunità di crescita.

Regolazione di resilienza e adattamento

Miglioramento degli standard o introduzione di meccanismi per regolare gli investimenti in resilienza, nel contesto dell'evoluzione del cambiamento climatico.

- **Opportunità**: benefíci dalla messa in opera di investimenti che riducano i rischi di impatto sulla qualità del servizio, danni sugli asset aziendali e continuità della fornitura per i clienti e per le comunità.
- **Rischio**: in caso di eventi estremi di particolare importanza il cui impatto sia superiore alle attese, si prefigurerebbe il rischio di mancato recovery in tempi adeguati e conseguentemente rischio reputazionale.

Misure finanziarie per la transizione energetica

Sviluppo di policy e strumenti finanziari che incentivano la transizione energetica in grado di supportare un framework di investimento e un posizionamento dei policy maker di lungo termine, credibile e stabile. Introduzione di regole e/o strumenti finanziari pubblici e privati (per es., fondi, meccanismi, tassonomie, benchmark) volti all'integrazione della sostenibilità nei mercati finanziari e negli strumenti di finanza pubblica.

- **Opportunità**: creazione di nuovi mercati e prodotti di finanza sostenibile in coerenza con il framework di investimento, attivando la possibilità di maggiori risorse pubbliche per la decarbonizzazione e l'accesso a risorse finanziarie in linea con gli obiettivi di transizione energetica e relativi impatti sui costi e sugli oneri di finanziamento; introduzione di strumenti di supporto agevolato (fondi e bandi) per la transizione.
- **Rischio**: azioni e strumenti non sufficienti per supportare una accelerazione della transizione energetica, incertezza o rallentamento sull'introduzione di nuovi strumenti e regole per effetto del peggioramento delle condizioni di finanza pubblica.

Market

I cambiamenti delle dinamiche di mercato, come quelle relative alla volatilità dei prezzi delle commodity, possono influenzare i comportamenti degli operatori, dei policy maker e dei clienti.

Dinamiche dei prezzi delle commodity

- **Opportunità**: accelerazione della clean electrification come soluzione per ridurre i costi energetici e l'esposizione alla volatilità delle commodity. Maggiore propensione dei clienti allo switch da tecnologie convenzionali a combustibile fossile verso tecnologie elettriche efficienti.
- **Rischio**: transizione energetica 'disordinata' per effetto dell'introduzione di misure potenzialmente distorsive.

Dinamiche di mercato

Propensione dei clienti finali verso tecnologie più sostenibili, grazie a una maggiore consapevolezza dei rischi del cambiamento climatico e a una maggiore pressione regolatoria.

- **Opportunità**: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori spazi per le rinnovabili, grazie anche a una maggiore domanda di contratti di lungo termine (PPA).

Technology

Penetrazione tecnologie a supporto della transizione

Progressiva penetrazione di nuove tecnologie come veicoli elettrici, storage, demand response ed elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde; adozione su larga scala di tecnologie digitali per trasformare i modelli operativi e i modelli di business "a piattaforma".

- **Opportunità**: investimenti nello sviluppo di soluzioni tecnologiche a supporto della flessibilità del sistema elettrico. Ulteriore spinta alle rinnovabili per la produzione di idrogeno verde.
- **Rischio:** rallentamenti e interruzione alla supply chain dei raw material e dei semiconduttori potrebbero comportare ritardi negli approvvigionamenti e/o incremento di costi, tali da rallentare la penetrazione di rinnovabili, storage e veicoli elettrici.

Products & Services

Elettrificazione dei consumi residenziali e dei processi industriali

Con la progressiva elettrificazione degli usi finali, cresce la penetrazione di prodotti in grado di garantire minori costi, minore impatto in termini di emissioni locali e maggiore efficienza nel settore residenziale e industriale (per es., diffusione di pompe di calore).

- **Opportunità**: aumento dei consumi elettrici nel contesto di una riduzione dei consumi energetici, grazie alla maggiore efficienza del vettore elettrico. Maggiore opportunità di fornitura di servizi "beyond commodity" e opportunità di ridurre la spesa energetica e la carbon footprint dei clienti. Maggiori investimenti nelle reti per supportare l'elettrificazione dei consumi.
- **Rischio**: aumento della competizione in questo segmento di mercato. Dipendenza del fenomeno da un adeguato sviluppo delle reti elettriche, indispensabili per garantire livelli crescenti di carico e la continuità del servizio.

Mobilità elettrica

Utilizzo di modalità di trasporto più efficienti ed efficaci dal punto di vista del cambiamento climatico, con particolare riferimento allo sviluppo della mobilità elettrica e delle infrastrutture di ricarica; elettrificazione dei consumi industriali.

- **Opportunità**: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori margini collegati alla penetrazione del trasporto elettrico e ai relativi servizi "beyond commodity".
- **Rischio**: aumento della competizione in questo segmento di mercato.

Il Gruppo ha già messo in campo azioni strategiche volte a mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relative alle variabili di transizione. Grazie a una strategia industriale e finanziaria che incorpora i fattori ESG, con un approccio integrato in ottica di sostenibilità e innovazione, è possibile creare valore condiviso nel lungo termine.
La strategia orientata alla completa decarbonizzazione e alla transizione energetica rende il Gruppo resiliente ai rischi derivanti dall'introduzione di policy più ambiziose in termini di riduzione delle emissioni, e massimizza le opportunità per lo sviluppo di generazione rinnovabile, infrastrutture e tecnologie abilitanti, anche grazie al posizionamento geografico nei Paesi con presenza integrata e alla valorizzazione delle attività in stewardship.

Per quantificare i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica, sono stati presi in considerazione gli scenari di transizione descritti nel capitolo "Gli scenari Enel di transizione energetica". Sono stati quindi identificati gli effetti degli scenari *Slower Transition* e *Accelerated Transition* sulle variabili che maggiormente possono avere un impatto sul business, in particolare la domanda elettrica, influenzata dalle dinamiche di elettrificazione dei consumi e quindi di penetrazione delle tecnologie elettriche, e il mix di generazione elettrica. Tali considerazioni offrono spunti per determinare quale potrà essere il posizionamento strategico del Gruppo in ottica di allocazione delle risorse.

Lo scenario di riferimento Enel – scenario *Paris* – prevede una crescente ambizione in termini di decarbonizzazione ed efficienza energetica, sostenuta da una maggiore elettrificazione dei consumi finali di energia e dallo sviluppo di capacità rinnovabile. Le dinamiche relative alla transizione energetica potranno portare crescenti opportunità per il Gruppo. In particolare, sul mercato elettrico retail, la progressiva elettrificazione dei consumi finali – in particolare

dei trasporti e del settore residenziale – condurrà a un sensibile aumento dei consumi elettrici a discapito dei consumi di vettori energetici diversi e più emissivi. Parimenti, il progressivo aumento della quota rinnovabile nel mix energetico dovrebbe comportare nel medio-lungo periodo una riduzione del prezzo dell'elettricità all'ingrosso; tale impatto risulta comunque contenuto, considerando invariato nel medio termine il market design basato sul system marginal price. Eventuali strutture di mercato alternative potrebbero indurre effetti differenti.
In riferimento agli impatti economici che potrebbero determinarsi al variare degli scenari di transizione, il Gruppo ha effettuato analisi relative agli impatti in termini di EBITDA che gli scenari *Slower Transition* e *Accelerated Transition* apporterebbero ai risultati del 2030 rispetto allo scenario *Paris* di riferimento.

In riferimento all'elettrificazione dei consumi, lo scenario *Slower Transition* prevede tassi di penetrazione minori delle più efficienti tecnologie elettriche, in particolare auto elettriche e pompe di calore, causando un decremento di domanda elettrica rispetto allo scenario *Paris*, che si stima possa determinare impatti contenuti sul business Retail commodity e "beyond commodity". Allo stesso tempo, la minore domanda elettrica determina un minore spazio di sviluppo per la capacità rinnovabile, con impatti sul business della generazione.
In riferimento allo scenario *Accelerated*, si assume una più rapida riduzione dei costi delle tecnologie di produzione dell'idrogeno verde. Questo si traduce in una maggiore penetrazione di questo vettore energetico, a discapito dell'idrogeno blu e grigio, con un conseguente effetto additivo sulla domanda elettrica nazionale e sulle installazioni di capacità rinnovabile rispetto allo scenario *Paris*.

Tutti gli scenari, ma in misura maggiore gli scenari *Paris* e *Accelerated,* comporteranno sulle diverse geografie un considerevole incremento delle complessità che dovranno essere gestite dalle reti. Si prevede, infatti, un significativo incremento di generazione distribuita e di altre risorse, quali per esempio i sistemi di accumulo, una maggior penetrazione di mobilità elettrica con le relative infrastrutture di ricarica, nonché il crescente tasso di elettrificazione dei consumi e la comparsa di nuovi attori con nuove modalità di consumo. Questo contesto comporterà una decentralizzazione dei punti di prelievo/immissione, un aumento della domanda elettrica e della potenza media richiesta, e una forte variabilità dei flussi di energia, richiedendo una gestione dinamica e flessibile della rete. Il Gruppo, pertanto, prevede che in questo scenario occorrano investimenti incrementali necessari a garantire le connessioni e adeguati livelli di qualità e resilienza, favorendo l'adozione di modelli operativi innovativi. Tali investimenti dovranno essere accompagnati da coerenti scenari di policy e regolazione per garantire adeguati ritorni economici sul perimetro della Linea di Business Enel Grids.



Orizzonte temporale
Breve (2023-2025)
Medio (fino al 2030)
Lungo (2030-2050)

Upside Downside

Categoria	Orizzonte temporale	Driver principali	Scenario	Quantificazione - range <100 €mln	Quantificazione - range 100-300 €mln	Quantificazione - range >300 €mln	*Mitigation Actions*
Mercato	Medio	Trend elettrificazione e consumo unitario	**Accelerated:** aumento consumo medio unitario per effetto di maggiore elettrificazione. Include già gli effetti legati a una maggiore efficienza. Impatto positivo derivante da maggiori ricavi, in parte compensati da aumento dei costi di sourcing	●			
			Slower: riduzione consumo medio unitario per effetto di minore elettrificazione. Impatto negativo dovuto ai minori ricavi, compensati in parte da riduzione dei costi di sourcing		●		*Adozione di misure volte a incrementare la CB, al fine di compensare i margini negativi*
Prodotti e Servizi	Medio	Scenari di sviluppo idrogeno verde	**Accelerated:** impatti relativi a maggiori volumi legati a incremento penetrazione di elettrificazione indiretta tramite idrogeno verde (con potenziale aumento capacità di sviluppo)		●		
			Slower: impatti relativi a minori volumi legati a minore penetrazione di elettrificazione indiretta tramite idrogeno verde	●			
Prodotti e Servizi	Medio	Sviluppo mobilità elettrica/PV	**Accelerated:** variazione dei margini in funzione di un maggiore livello di penetrazione di EV e di generazione distribuita	●			
			Slower: variazione dei margini in funzione di un minore livello di penetrazione di EV e di generazione distribuita		●		*Mitigazione sulla strategia di offerta del "pacchetto" servizi*

Nota: le stime degli impatti di transizione tengono conto degli attuali livelli di copertura.

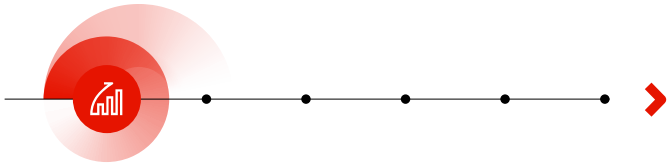
Panorama competitivo

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

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:



- Tasso di interesse
- Commodity
- Tasso di cambio
- Credito e Controparte
- 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.
Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 49 del Bilancio consolidato.

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.
La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie del Gruppo e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati OTC.
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.

Commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta al rischio di subire perdite economiche o finanziarie sia a causa di una maggiore volatilità dei prezzi delle commodity energetiche – tra cui energia elettrica, gas e combustibili – e delle materie prime, come minerali e metalli (rischio di prezzo), sia per la mancanza di domanda, sia per l'indisponibilità di commodity energetiche e materie prime (rischio di volume).
Questi rischi, se non efficacemente gestiti, ne possono influenzare in modo significativo i risultati.
Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata sia dell'approvvigionamento dei combustibili e dei materiali sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati e sui mercati Over the Counter (OTC). Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l'impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.
Allo scopo di 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.

Nel 2022, la complessa crisi economica a livello globale – generata dalla pandemia – si protrae a seguito del conflitto Russia-Ucraina e dei mutamenti climatici, riflettendosi sull'incremento della volatilità dei prezzi delle commodity energetiche e delle materie prime. Enel ha registrato nell'ultimo trimestre per le commodity energetiche rischi al di sopra dei limiti stimati nel 2021 per l'anno 2022, che ha contenuto grazie a un'attenta e tempestiva attività di mitigazione, alla diversificazione geografica del business e delle rotte di approvvigionamento al fine di ridurre la dipendenza dal gas russo. Infine, l'adozione di strategie globali e locali, quali per esempio l'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.

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 riportate nei rispettivi bilanci di esercizio.
Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- attività e passività finanziarie.

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).

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, a eccezione del rischio di conversione.
Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati OTC.
Il controllo del rischio attraverso specifici processi e indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la gestione dei flussi di cassa dei portafogli gestiti.
Nel corso dell'anno la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della citata politica di gestione dei rischi, senza difficoltà da rilevare nell'accesso al mercato dei derivati.

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento) nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o controparti operanti nello stesso settore ovvero appartenenti alla stessa area geografica.

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);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari con sottostante commodity (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali e transazioni su commodity prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie.
Il processo di controllo basato su specifici indicatori di rischio e, dove possibile, di limiti, consente di assicurare che gli impatti economico-finanziari, legati al possibile deterioramento del merito creditizio, siano contenuti entro livelli sostenibili. Al contempo, viene salvaguardata la necessaria flessibilità per ottimizzare la gestione dei portafogli.
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.
Con riferimento, infine, all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso la diversificazione di portafoglio (prediligendo controparti con merito creditizio elevato) nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per es., netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.
Nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Liquidità

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.

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 es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.
Nel corso del 2022 il profilo di rischio di Enel ha subíto variazioni rispetto a dicembre 2021 soltanto per Fitch, passando da "A-" con outlook stabile a "BBB+" con outlook stabile; si conferma "BBB+" con outlook stabile secondo Standard & Poor's e "Baa1" con outlook stabile secondo Moody's.

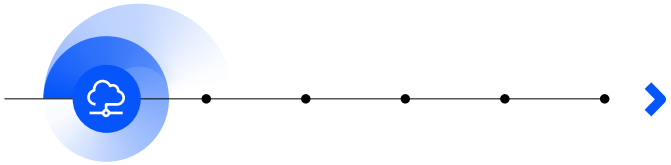
Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è in larga parte accentrata a livello di Holding, provvedendo al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Relativamente all'incremento del prezzo del gas, avvenuto nel 2022 a seguito del conflitto russo-ucraino, questo ha avuto impatti sulle marginazioni aventi a oggetto i derivati su commodity, che hanno raggiunto livelli mai toccati in precedenza. L'indice di rischio di liquidità, monitorato per il Gruppo, si conferma a fine anno ampiamente entro i limiti fissati per l'anno 2022, a dimostrazione della resilienza del Gruppo anche in situazioni di forte crisi di liquidità causata da eventi straordinari e non prevedibili.

IMC

Tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Cyber security
- Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Cyber security

La velocità dello sviluppo tecnologico, suscettibile di generare sfide sempre nuove, la frequenza e l'intensità degli attacchi informatici in costante aumento, così come la tendenza a colpire infrastrutture critiche e settori industriali strategici, evidenziano il rischio che, in casi estremi, la normale operatività aziendale possa subire una battuta d'arresto. Gli attacchi informatici sono cambiati radicalmente negli ultimi anni: il numero è cresciuto esponenzialmente, così come il loro grado di complessità e impatto (risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo). Nell'ambito del Gruppo la gestione del rischio cyber security è tra le altre cose conseguente ai numerosi contesti in cui esso si trova a operare (dati, industria e persone), una circostanza che deve essere sommata alla complessità intrinseca e all'interconnessione delle risorse che, peraltro, nel corso degli anni sono state sempre più integrate nei quotidiani processi operativi del Gruppo.

Il Gruppo ha disegnato e adottato un framework di processi olistici volto alla governance delle tematiche di cyber security, trasversalmente applicabile ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Il framework si basa 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. Il Gruppo fa leva, inoltre, sulle migliori tecnologie disponibili sul mercato, agendo anche sul fattore umano attraverso iniziative volte ad aumentare la consapevolezza e la conoscenza in materia cyber security da parte delle persone, costituendo queste ultime la prima leva di difesa aziendale. Inoltre, il framework indirizza i requisiti normativi relativi alla sicurezza informatica, così come l'esecuzione di approfonditi test (in ambienti IT, OT e IoT) volti all'identificazione e rimozione delle vulnerabilità identificate. In aggiunta, il Gruppo ha definito e adottato una metodologia di gestione del rischio per la sicurezza informatica basata su approcci "risk-based" e "cyber security by design", rendendo così l'analisi dei rischi aziendali il passo fondamentale di tutte le decisioni strategiche, da un lato, e integrando i requisiti di sicurezza lungo tutto il ciclo di vita di soluzioni e servizi, dall'altro. Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti di sicurezza informatica.
Inoltre, già dal 2019, al fine di mitigare l'esposizione non solamente con contromisure tecniche, il Gruppo ha stipulato un'assicurazione sui rischi legati alla cyber security.

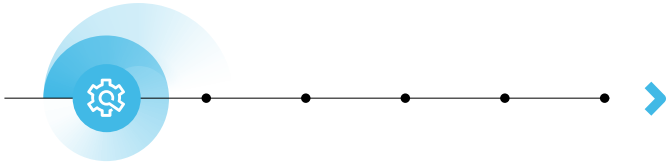
Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

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

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

Rischi operativi

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



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

Salute e sicurezza

I principali rischi per la salute e la sicurezza cui 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. Infatti, la violazione del rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle procedure vigenti in materia di salute e sicurezza, ambienti di lavoro, gestione delle strutture, asset e processi aziendali, che possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute di dipendenti, lavoratori e stakeholder, può innescare il rischio di incorrere in sanzioni amministrative o giudiziarie e relativi impatti economico-finanziari e reputazionali.
I principali rischi operativi per la salute e la sicurezza vengono valutati approfonditamente in ciascun sito o asset aziendale.
A livello di Gruppo, l'analisi dei principali eventi degli ultimi tre anni mostra che, in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono i più comuni, mentre, in termini di potenziale impatto associato, i rischi di tipo elettrico sono quelli che comportano le conseguenze più gravi (infortuni mortali).
Peraltro, in relazione alla presenza del Gruppo in differenti contesti geografici a livello mondiale, dipendenti e appaltatori potrebbero essere esposti a rischi sanitari correlati a potenziali malattie infettive emergenti, di carattere epidemico e potenzialmente pandemico, suscettibili di impattare sulla loro salute e sul loro benessere.
Enel si è dotata di una Dichiarazione di impegno per la Salute e Sicurezza, sottoscritta dal top management del Gruppo. Nell'attuazione della Politica, 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 che si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia delle misure di prevenzione e protezione e sulle eventuali azioni correttive. Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e di protezione, funzionale anche allo sviluppo di una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo dei lavoratori, nonché all'equilibrio tra vita personale e professionale.
Questo sistema considera anche il rigore nella selezione e nella gestione degli appaltatori e dei fornitori e la promozione del loro coinvolgimento nei programmi di miglioramento continuo delle performance di sicurezza.
Inoltre, in relazione alle emergenze relative ai rischi legati all'attuale e perdurante scenario pandemico, all'interno della Funzione P&O di Holding è stata costituita una specifica Unità, con riferimenti in ciascuna Linea di Business e Paese, avente lo scopo di assicurare la gestione dell'emergenza in ogni realtà del Gruppo.
In particolare, questo assetto organizzativo e i relativi processi gestionali consentono di indirizzare, integrare e monitorare, a livello sia di Gruppo sia di Paese, tutte le azioni di prevenzione, protezione, e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e degli appaltatori in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.

Ambiente

Negli ultimi anni è maturata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi, con lo sfruttamento di risorse naturali scarse (tra cui materie prime e acqua).
In alcuni casi, gli effetti sinergici tra questi impatti, come per esempio il riscaldamento globale e il crescente sfruttamento e degrado delle risorse idriche, accrescono il rischio di insorgenza di emergenze ambientali nelle aree più sensibili del pianeta, con il rischio di competizione per i diversi usi della risorsa idrica, quali quello industriale, agricolo e civile.

Le istituzioni, in risposta a queste esigenze, aggiornano le normative ambientali in senso più restrittivo, ponendo vincoli sempre più stringenti allo sviluppo di nuove iniziative industriali e, nei settori considerati più impattanti, favoriscono o impongono il superamento di tecnologie considerate non più sostenibili.
Crescente è anche l'impegno internazionale verso la mitigazione degli impatti sulla biodiversità, già presente in Europa nel Green Deal e nel 2022 sancito dal Global Biodiversity Framework approvato nel corso della COP 15 a Montreal.
In questo contesto, le aziende di ciascun settore, e le aziende leader su tutte, sempre più consapevoli che i rischi ambientali sono anche rischi economici, sono chiamate a un accresciuto impegno e a una maggiore responsabilità nell'individuazione e adozione di soluzioni tecniche e modelli di sviluppo innovativi e sostenibili.
Enel ha posto il requisito di un'efficace prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali quale elemento fondamentale alla base di ogni progetto, lungo il suo intero ciclo di vita.
L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo garantisce la presenza di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali associate a ogni attività aziendale.
Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali, con requisiti superiori rispetto a quelli legati alla semplice compliance normativa ambientale, mitiga il rischio di impatti sulla matrice ambientale, di danni reputazionali e di contenziosi legali. Contribuisce inoltre la molteplicità delle azioni per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di miglioramento ambientale fissati da Enel, riguardanti per esempio le emissioni atmosferiche, i rifiuti prodotti i consumi idrici, soprattutto in aree a elevato water stress e gli impatti su habitat e specie.
Il rischio di scarsità idrica è mitigato direttamente dalla strategia di sviluppo di Enel, basata sulla crescita della generazione da fonti rinnovabili, che sostanzialmente non sono dipendenti dalla disponibilità di acqua per il loro esercizio. Particolare attenzione è poi posta agli asset presenti in aree a elevato livello di stress idrico, con l'obiettivo di individuare soluzioni tecnologiche per ridurre i consumi. La collaborazione costante con le autorità locali di gestione dei bacini idrografici consente di adottare le strategie condivise più efficaci per la gestione sostenibile degli asset di generazione idroelettrica.

Infine, sugli ecosistemi vengono poste in atto opportune azioni per proteggere, restaurare e conservare la biodiversità, nelle specie e habitat naturali, rispettando il principio della mitigation hierarchy (evitare, ridurre, rimediare e compensare), oltre che opportune attività di monitoraggio terrestre, marino e fluviale per verificare l'efficacia delle misure adottate.
Enel è parte attiva nel dibattito internazionale con gli stakeholder e i network più influenti sul tema (per es., Business for Nature, Taskforce on Nature-related Financial Disclosures, World Business Council for Sustainable Development e Science Based Targets for Nature) sulle tematiche riguardanti la natura e la biodiversità.

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 e nella Policy sui Diritti Umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.
Tali princípi sono stati declinati nei processi e nei presídi organizzativi di cui Enel, in via di autoregolamentazione, ha deciso di dotarsi allo scopo di instaurare rapporti di fiducia con tutti i propri stakeholder, nonché definire relazioni stabili e costruttive che non garantiscano esclusivamente competitività economica ma che tengano conto delle migliori pratiche in ambiti essenziali per il Gruppo, quali la tutela del lavoro minorile, le condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e la responsabilità ambientale. Grazie alla maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale, il processo di acquisto assume sempre più un ruolo centrale nella creazione del valore. Il Global Procurement contribuisce a una catena di fornitura resiliente e sostenibile, a ragionare in ottica di economia circolare e a favorire l'innovazione, condividendo i valori e gli obiettivi del Gruppo con i fornitori che, in questo modo, diventano abilitatori del raggiungimento dei target di Enel.
Più specificamente, nelle gare sono introdotti fattori premianti volti a generare comportamenti virtuosi da parte dei nostri fornitori: a titolo di esempio, l'impatto ambientale di qualsiasi cliente è fortemente influenzato dall'impatto della propria catena di fornitura a monte ed è per questo che il Global Procurement spinge i propri fornitori a misurare oggettivamente la propria carbon footprint e a intraprendere percorsi di miglioramento.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse Unità di Approvvigionamento adottano – pressoché sistematicamente – lo strumento della gara, 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. L'approvvigionamento con affidamento diretto e senza procedura competitiva può avvenire solamente in casi eccezionali, opportunamente motivati, nel rispetto della normativa vigente in materia.
Inoltre, il sistema globale di qualificazione dei fornitori, unico per tutto il Gruppo Enel, ancora prima che il processo di approvvigionamento abbia inizio, verifica che i potenziali fornitori che intendano partecipare alle procedure di acquisto siano in linea con la visione strategica e le aspettative aziendali su tutti i profili e requisiti citati e che aderiscano ai medesimi valori.

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

Le azioni intraprese per contrastare gli impatti derivanti dall'emergenza COVID-19 sono state incentrate sulla differenziazione delle fonti di approvvigionamento per evitare interruzioni nella catena di fornitura e nella remotizzazione delle attività che ordinariamente richiederebbero un'interazione fisica tra Enel e il fornitore (per es., sopralluoghi presso l'impresa). Inoltre, per contrastare le conseguenze della situazione geopolitica in Ucraina che ha aumentato la volatilità dei mercati stressando ulteriormente la supply chain, già messa a dura prova nel periodo della pandemia COVID-19, il Global Procurement monitora costantemente le attività inerenti alla catena di fornitura/logistica, anche con la partecipazione attiva dei fornitori stessi, attraverso uno specifico obbligo contrattuale di monitoraggio, per mitigare i rischi derivanti da shortage di mercato, criticità logistiche e interruzioni di attività.

Persone e organizzazione

Enel ha messo la sostenibilità al centro della sua strategia come cuore del proprio modello di business al fine di contribuire al raggiungimento gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Il Gruppo ha declinato la sostenibilità nei differenti contesti geografici, economici e sociali con l'obiettivo di guidare la Just Transition, essenziale per il futuro del pianeta, accelerando il processo di decarbonizzazione del proprio mix energetico attraverso la crescita delle rinnovabili e la sempre maggiore elettrificazione dei consumi.
Le profonde trasformazioni sociali, economiche e culturali che stiamo vivendo, dalla transizione energetica ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro, rinnovandone i paradigmi e imponendo importanti cambiamenti di carattere culturale e organizzativo, che richiedono nuovi profili e competenze professionali.
Per affrontare il cambiamento è indispensabile agire in maniera inclusiva, mettendo al centro la Persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, con strumenti adeguati ad affrontare questa trasformazione epocale.
Le organizzazioni devono sempre più orientarsi verso nuovi modelli di lavoro e di business, agili e flessibili, sostenibili lungo l'intera catena del valore; è altresì fondamentale l'adozione di politiche di valorizzazione delle diversità e dei talenti di ciascuno, nella consapevolezza che il contributo del singolo rappresenta un tassello essenziale per la creazione di valore diffuso e condiviso.

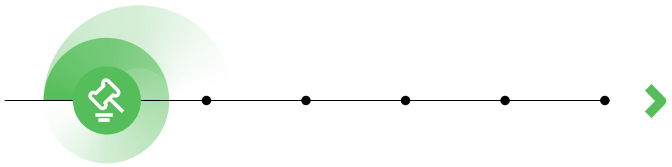
Riconoscimento del valore della persona nella sua unicità, ascolto costante, empatia, condivisione, passione, coinvolgimento, sono alcune delle parole chiave che guidano il nostro modo di lavorare e di vivere l'Azienda, in un percorso che parte dall'Io per arrivare al Noi.

La centralità delle persone e la gestione del capitale umano assumono un ruolo fondamentale nella transizione energetica, in quanto fattore abilitante, e costituiscono le priorità cui sono legati specifici obiettivi, i principali dei quali sono: lo sviluppo di capacità e di competenze digitali; la promozione di programmi di reskilling e upskilling per le nostre persone (continui, personalizzati, flessibili, accessibili e trasversali) al fine di assicurare la long life employability; la condivisione di best practice di settore e una formazione rivolta anche a coloro che lavorano con le nostre persone, sia fornitori sia appaltatori; il corretto coinvolgimento diffuso del purpose aziendale, che garantisca il raggiungimento dei risultati a fronte di una maggiore soddisfazione per le persone intesa come motivazione e benessere; lo sviluppo di sistemi di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione in tutti i Paesi di presenza del Gruppo della politica di diversità e inclusio-

ne, 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 e la digitalizzazione dei processi, al fine di abilitare autonomia e responsabilità di singoli e team rafforzando i processi di people empowerment e favorendo l'approccio imprenditoriale attraverso un modello di leadership 'gentile' che valorizzi i talenti, le attitudini e le aspirazioni delle persone nell'affermazione del Noi. La modalità di lavoro ibrido, che coniuga lavoro in presenza e lavoro da remoto in proporzioni flessibili che tengano conto delle esigenze di ciascuno, così come il ricorso a modelli organizzativi innovativi e flessibili, sono strumenti volti proprio a sostenere questa evoluzione della cultura organizzativa in chiave di fiducia e responsabilità piuttosto che gerarchia e controllo.
In linea con tale strategia sta evolvendo anche il dialogo sociale verso un modello che rafforzi sempre di più la centralità della persona; è stato per esempio siglato da Enel e le OO.SS. italiane lo "Statuto della Persona", un innovativo protocollo centrato su benessere, coinvolgimento, motivazione e partecipazione dell'individuo, i cui princípi sono stati peraltro accolti con favore e recepiti anche negli altri Paesi di presenza del Gruppo.
L'impegno è rivolto inoltre alla creazione di figure all'interno dell'organizzazione che, in qualità di "ambassador", promuovano l'adozione di modelli e comportamenti condivisi e incentrati sulla sostenibilità delle relazioni.

Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito.



- Protezione dati

Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Nell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati, la strategia di business di Enel si è focalizzata sull'accelerazione del processo di trasformazione verso un modello di business basato su piattaforma digitale, attraverso un approccio data driven e incentrato sul cliente, che si sta sviluppando lungo l'intera catena del valore.
Il Gruppo, presente in più di 40 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (circa 67 milioni di clienti), mentre oltre 65.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il nuovo 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 2023-2025.
Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali (anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy in gran parte dei Paesi in cui Enel è presente). Tali rischi si possono concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti (per es., fornitori), 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.



RELAZIONE SULLA GESTIONE

4.

Le performance del Gruppo

Margine operativo lordo ordinario pari a 19,7 miliardi di euro e Risultato netto del Gruppo ordinario pari a 5,4 miliardi di euro

La gestione integrata del business ha garantito risultati superiori alle attese, nonostante lo sfidante contesto di mercato, e ha rappresentato il maggiore driver di crescita del Gruppo nel periodo.

Gli investimenti raggiungono i 14 miliardi di euro per accelerare la transizione energetica

44,5% in Enel Green Power e 38,7% in Enel Grids. L'81,9% del totale degli investimenti è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia europea.

63% del debito formato da finanziamenti sostenibili

Il Gruppo, in linea con il suo "Sustainability-Linked Financing Framework", è sempre più attivo nello sviluppo di strumenti di finanza sostenibile con KPI legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e della Capogruppo 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 da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel Bilancio consolidato e nel Bilancio di esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e del Bilancio di esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo, 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. 5/21 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.
Gli Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013) a esclusione di quelle riguardanti gli emittenti che svolgono attività speciali di cui all'Allegato n. 29 del Regolamento Delegato (UE) 2019/980, le quali non sono state convertite in Orientamenti e rimangono tuttora applicabili.
Tali Orientamenti sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.
Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship, integrato con il margine operativo lordo ordinario delle discontinued operation. Esclude, inoltre, gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale e i costi direttamente riconducibili alla pandemia da COVID-19.

Risultato operativo ordinario: è definito come il "Risultato operativo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship, integrato con i risultati operativi ordinari delle discontinued operation.
È determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario ed escludendo gli impairment significativi rilevati sugli asset e/o gruppi di asset a esito di un processo di impairment test (ivi incluse le relative riprese di valore) o a seguito della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica collegata ai modelli di business di Ownership e Stewardship.
È pari al "Risultato netto del Gruppo" rettificato principalmente del contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla legge n. 51 del 20 maggio 2022 e del Contributo di solidarietà previsto dalla legge n. 197 del 29 dicembre 2022, nonché delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario" al netto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

EBITDA ordinario low carbon: rappresenta il margine operativo lordo ordinario dell'insieme dei prodotti, servizi e tecnologie low carbon ricompresi nelle seguenti Linee di Business: Enel Green Power, Enel Grids, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi 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".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Titoli", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi 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);
- degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività 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", 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" e dalle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", tenendo conto dei "Debiti finanziari a lungo e a breve termine" inclusi rispettivamente nelle "Altre passività finanziarie non correnti" e nelle "Altre passività finanziarie correnti";
- al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Titoli correnti" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- al netto dei "Titoli non correnti" e dei "Crediti finanziari non correnti" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- al netto dei "Derivati attivi di cash flow hedge su cambio connessi a finanziamenti" e dei "Derivati attivi di fair value hedge su cambio connessi a finanziamenti";
- "Derivati passivi di cash flow hedge su cambio connessi a finanziamenti" e dai "Derivati passivi di fair value hedge su cambio connessi a finanziamenti".

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. 5/21 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva nota 8 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio" del Bilancio consolidato.

Risultati del Gruppo



Italia: Centrali Interattive

**Centrali Interattive è una esperienza immersiva nei luoghi dell'energia green di Enel Green Power in Italia.
Un viaggio interattivo nel cuore del mondo dell'energia: le centrali.**

Risultati del Gruppo

227,8 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA
di cui **112,4 TWh** rinnovabile

63,3%
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE
per un totale di **53,6 GW**

2,0 milioni di km
RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

45,8 milioni
UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI(1)
utenti finali digitalizzati pari al **63%**

66,8 milioni
CLIENTI RETAIL
di cui **27,9 mln** mercato libero

22.617 n.
PUNTI DI RICARICA PUBBLICI(2)
+20,1% rispetto al 2021(3)

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 25,2 milioni nel 2022 e 23,5 milioni nel 2021.
(2) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 23.122 nel 2022 e 18.344 nel 2021.
(3) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Di seguito si illustrano i risultati operativi, ambientali ed economici del Gruppo.

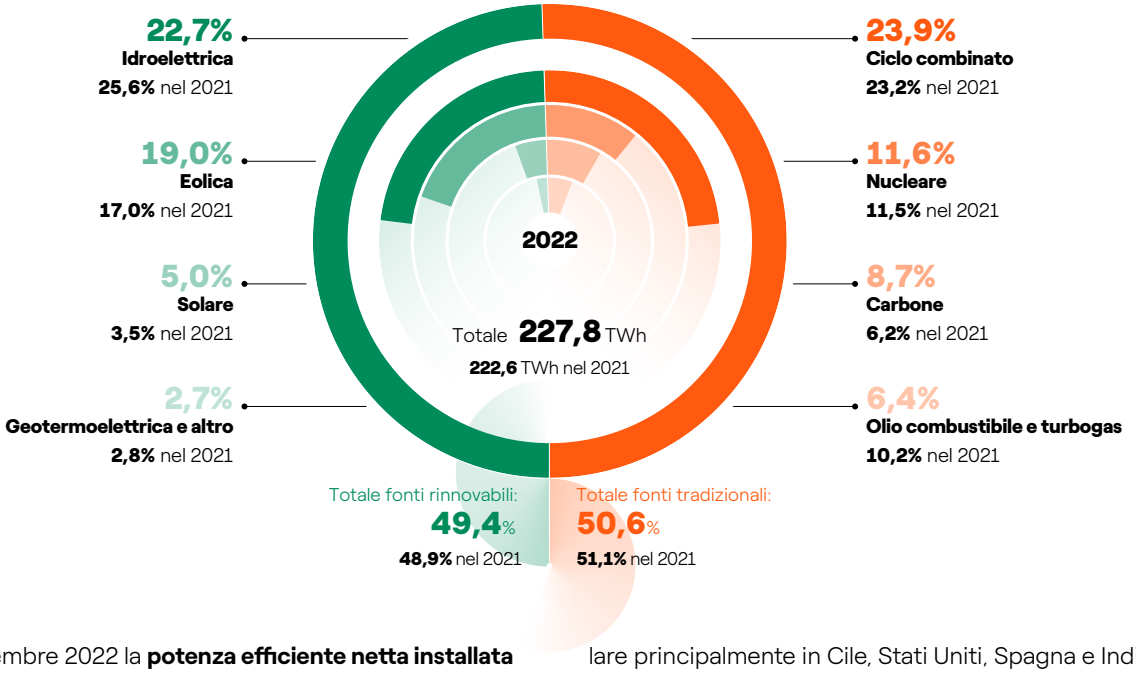
Dati operativi

SDG		2022	2021	2022-2021
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	227,8	222,6	5,2
	di cui:			
7	*- rinnovabile (TWh)*	*112,4*	*108,8*	*3,6*
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	84,6	87,1	(2,5)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	53,6(1)	50,1	3,5
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	63,3%	57,5%	5,8%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	4,96	5,18	(0,22)
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)(2)	507,7	510,6	(2,9)
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)(2) (3)	45.824.963	45.169.318	655.645
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.024.038	2.233.368	(209.330)
	Utenti finali (n.)	72.655.170	75.178.777	(2.523.607)
	Energia venduta da Enel (TWh)	321,1	309,4	11,7
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	10,2	9,9	0,3
	Clienti retail (n.)	66.784.895	69.342.818	(2.557.923)
	- di cui mercato libero	*27.864.392*	*24.839.600*	*3.024.792*
11	Demand response (MW)	8.476	7.713	763
11	Punti di ricarica pubblici (n.)(2) (4)	22.617	18.069	4.548
11	Storage (MW)	760	375	385

(1) Includendo la capacità rinnovabile gestita e le batterie, nel 2022 si sono raggiunti i 59 GW di capacità installata pari al 66% della capacità totale.
(2) I dati del 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.
(3) Di cui smart meter di seconda generazione 25,2 milioni nel 2022 e 23,5 milioni nel 2021.
(4) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 23.122 nel 2022 e 18.344 nel 2021.

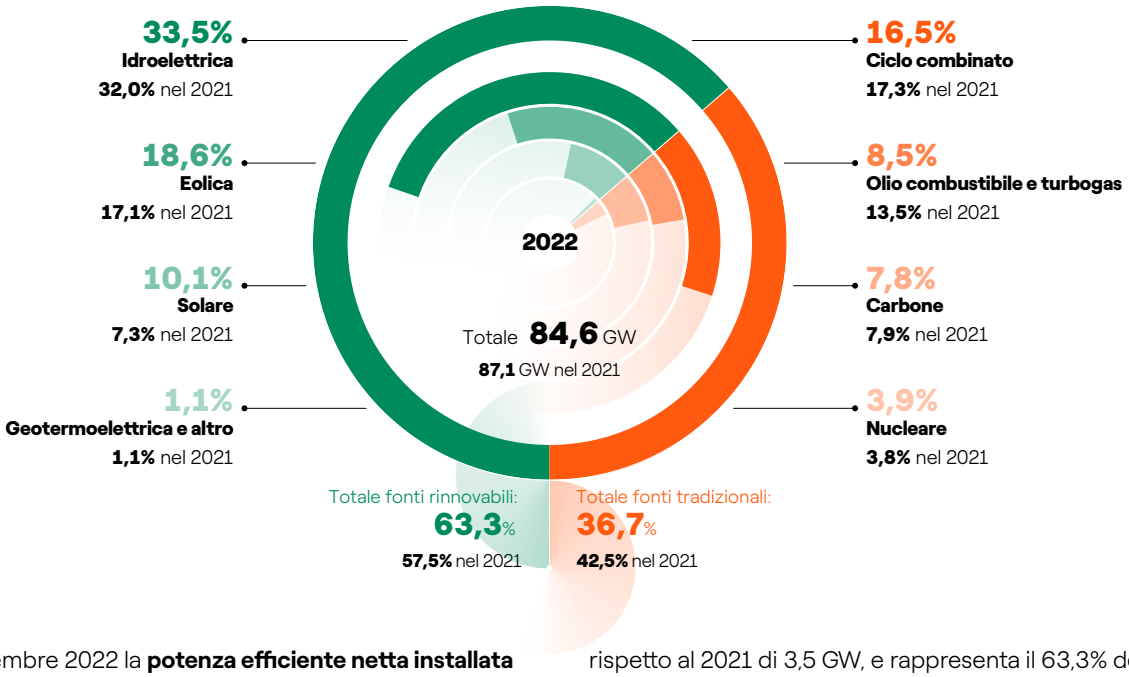
L'**energia netta prodotta** da Enel nel 2022 registra un incremento di 5,2 TWh (+2,3%) rispetto al valore registrato nel 2021, da attribuire principalmente a una maggiore produzione da fonte eolica (+5,5 TWh) prevalentemente in Brasile e Nord America, a un maggiore apporto degli impianti a carbone (+5,9 TWh) in Italia e alla maggior produzione delle centrali a ciclo combinato (+2,7 TWh) soprattutto in Spagna e Cile. Si segnala inoltre che, nel 2022, è avvenuto il completo deconsolidamento delle società presenti in Russia, che hanno portato una diminuzione dell'energia netta prodotta di 11,2 TWh esclusivamente per le fonti Oil & Gas e ciclo combinato.

Energia elettrica netta prodotta per fonte (2022)



A fine dicembre 2022 la **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è pari a 84,6 GW, in diminuzione rispetto al 2021 di 2,5 GW. Nel corso del 2022 sono stati installati 1,8 GW di nuova capacità eolica prevalentemente in Nord America, Brasile e Spagna, e 2,6 GW di nuova capacità solare principalmente in Cile, Stati Uniti, Spagna e India. Inoltre, come già accennato per l'energia netta prodotta, sono state deconsolidate tutte le società presenti in Russia per complessivi 5,3 GW.

Potenza efficiente netta installata per fonte (2022)



A fine dicembre 2022 la **potenza efficiente netta installata rinnovabile** del Gruppo ha raggiunto i 53,6 GW, in aumento rispetto al 2021 di 3,5 GW, e rappresenta il 63,3% del totale della potenza efficiente netta installata.

Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

		2022	2021	2022-2021	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	TWh	507,7	510,6[1]	(2,9)	-0,6%
SAIDI	minuti medi	230,7	243,3	(12,6)	-5,2%
SAIFI	n. medio	2,6	2,8	(0,2)	-7,1%
Utenti finali con smart meter attivi[2]	n.	45.824.963	45.169.318[1]	655.645	1,5%
Utenti finali digitalizzati	%	63%	60%		
Energia venduta da Enel	TWh	321,1	309,4	11,7	3,8%
- di cui mercato libero	TWh	*198,3*	*176,0*	*22,3*	
Clienti retail	n.	66.784.895	69.342.818	(2.557.923)	-3,7%
- di cui mercato libero	n.	*27.864.392*	*24.839.600*	*3.024.792*	
Punti di ricarica pubblici[3]	n.	22.617	18.069[1]	4.548	20,1%
Demand response	MW	8.476	7.713	763	9,9%

(1) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(2) Di cui smart meter di seconda generazione 25,2 milioni nel 2022 (23,5 milioni nel 2021).
(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 23.122 nel 2022 e 18.344 nel 2021.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nel 2022 è pari a 507,7 TWh, in diminuzione di 2,9 TWh (-0,6%) rispetto al valore nel 2021, calo registrato essenzialmente in Italia (-6,5 TWh), che ha più che compensato gli incrementi registrati in Brasile (+1,4 TWh), Argentina (+0,8 TWh), Cile (+0,7 TWh) e Spagna (+0,6 TWh).
Il numero degli **utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra nel 2022 un incremento di 655.645 unità, principalmente in Italia (+146.490), Spagna (+103.134) e Brasile (+83.272).

La nostra missione è garantire un servizio di qualità, accessibile e affidabile attraverso una rete elettrica efficiente e digitalizzata, che abiliti uno stile di vita più sostenibile grazie all'utilizzo dell'energia elettrica per tutti i nostri clienti. Il nostro Gruppo, in qualità di DSO (Distribution System Operator), ha accolto le sfide della transizione energetica per sviluppare la rete del futuro: 'intelligente', moderna, flessibile e digitale. Enel opera con una rinnovata attenzione a standard di servizio più elevati, sfruttando la digitalizzazione avanzata della rete per un uso efficiente in termini di costi delle risorse e garantire una qualità superiore associata alla "customer experience" dei nostri clienti relativa all'elettrificazione.
La continua evoluzione culturale è alla base della nostra ambizione di diventare il miglior operatore di rete al mondo. Per sostenere questa ambiziosa trasformazione, è stato lanciato Grid Futurability®, l'approccio industriale globale e orientato al cliente che Enel sta adottando per rinnovare, rafforzare ed espandere le proprie reti nei prossimi anni. Nell'ambito del piano Grid Futurability® e coerentemente con la strategia del Gruppo, è stato avviato un lavoro sinergico tra Enel e diversi attori della catena del valore, finalizzato a delineare il nostro percorso verso le zero emissioni attraverso il coinvolgimento attivo dei nostri principali stakeholder (associazioni settoriali, università, centri di ricerca, altri DSO, fornitori, appaltatori ecc.), nell'ottica di creare una rete del futuro completamente decarbonizzata.
Le infrastrutture sostenibili sono un elemento chiave per raggiungere gli obiettivi del nostro Piano "Zero Ambition": nel corso del 2022 Enel ha rivisto interamente la catena del valore applicando il concetto del "Sustainable by Design" e ha ridisegnato i processi produttivi e di gestione a fine vita degli asset di rete con l'obiettivo di ridurre il consumo di materie prime, massimizzare il valore economico e ridurre gli impatti ambientali.
La rete rappresenta anche una 'miniera di materiali' che opportunamente rigenerati possono essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset o di nuovi prodotti in altre filiere produttive. Attraverso un approccio denominato "grid mining" si sta analizzando l'intera catena del valore degli asset al fine di recuperare materiali/dispositivi di valore da infrastrutture di rete obsolete, con l'obiettivo di ridurre al minimo l'impatto ambientale e il consumo di risorse massimizzando gli aspetti sociali positivi, in ottica di creare valore nel lungo termine.
Andando oltre gli investimenti tecnologici più tradizionali, Enel tiene in conto le diverse esigenze dei clienti in contesti sia rurali sia urbani per identificare le priorità e procedere al rinnovamento, al potenziamento e all'espansione delle reti nei prossimi anni attraverso soluzioni e processi di economia circolare, ma soprattutto per ripensare l'integrazione delle reti nel territorio e con le comunità.

Enel ha il compito di promuovere l'accesso a un servizio elettrico sostenibile, affidabile, e sicuro, garantendo che l'erogazione di tale servizio raggiunga il maggior numero di clienti, anche quelli a rischio e più vulnerabili. L'accesso universale all'energia è una delle principali forze trainanti per combattere la povertà e garantire una crescita economica e sostenibile nel lungo periodo. In particolare, si segnala che al 31 dicembre 2022 i beneficiari di nuove connessioni in aree rurali e suburbane sono circa 690.000. Inoltre, proseguono le attività legate a Gridspertise, una nuova realtà industriale e commerciale che offre soluzioni innovative, flessibili, sostenibili e integrate agli operatori del settore elettrico e della distribuzione (DSO), proponendosi al mercato come partner affidabile per dare slancio alla trasformazione digitale delle reti elettriche di tutto l'ecosistema di settore, nel quadro della transizione energetica.

L'**energia venduta** da Enel nel 2022 è pari a 321,1 TWh e registra un incremento di 11,7 TWh (+3,8%) rispetto all'esercizio precedente. Si rilevano maggiori quantità vendute prevalentemente in Italia (+4,4 TWh) e in America Latina (+7,2 TWh), principalmente in Cile (+3,1 TWh) e in Brasile (+2,4 TWh). Inoltre, il **gas venduto** nel 2022 è pari a 10,2 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,3 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente.

La leadership di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente.
Attraverso i prodotti di fornitura rivolti sia al mercato residenziale sia a quello business, Enel propone offerte dedicate che garantiscono un minor impatto ambientale e un'attenzione verso le fasce più vulnerabili. In tutti i Paesi in cui il Gruppo opera, infatti, vi sono forme di sostegno (spesso legate a iniziative statali) che agevolano alcune fasce della popolazione nel pagamento dei costi dell'elettricità e del gas, così da consentire un accesso paritario all'energia.

Enel si impegna a garantire un elevato livello di qualità del servizio e la massima soddisfazione dei clienti, anticipando le esigenze del mercato, per assicurare risposte affidabili e instaurare rapporti duraturi basati su dialogo, collaborazione e fiducia. Negli ultimi anni sono stati introdotti nuovi metodi di pagamento, sono stati rafforzati i canali digitali e i clienti sono stati dotati di strumenti volti a controllare i loro consumi e migliorare l'efficienza energetica. L'obiettivo di Enel è infatti quello di rendere consapevoli i clienti dell'importanza del loro ruolo nel percorso verso la transizione energetica, e per tale motivo si impegna a valorizzare il contributo di ogni singolo che sceglie di diminuire il proprio impatto sul pianeta, adottando stili di consumo orientati all'utilizzo di energia rinnovabile, al riciclo e al riuso, alla condivisione e alla riduzione degli sprechi.

Nel 2022 i clienti digitali, ovvero i clienti registrati tramite il web o app, sono pari al 37% sul totale dei clienti Enel.

Enel prosegue inoltre il suo impegno per una sempre maggiore digitalizzazione e sviluppo di nuovi servizi. Enel X Global Retail continua a guidare lo sviluppo di tecnologie innovative che rendano l'uso dell'energia elettrica pulita sempre più accessibile e diffuso nelle case, nelle imprese e nelle Pubbliche Amministrazioni, accelerando al contempo la digitalizzazione dei servizi per una maggiore efficienza nell'uso dell'energia stessa.
Nel 2022 è nata la Linea di Business Enel X Way, completamente dedicata alla realtà della mobilità elettrica e in particolare all'ampliamento dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici, al fine di soddisfare il mercato in rapida crescita, e allo sviluppo di tecnologie di ricarica avanzate e soluzioni flessibili volte a migliorare l'esperienza del cliente e supportare l'elettrificazione di trasporti per consumatori, imprese e città.

I **punti di ricarica pubblici** di Enel nel 2022 sono 22.617, in crescita rispetto al 2021 di 4.548 unità, principalmente in Italia e in Spagna.

Lotta al cambiamento climatico e protezione e valorizzazione del capitale naturale

233 gCO_{2eq}/kWh

EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA – SCOPE 1 – SPECIFICHE(1)

+1,7% rispetto al 2021

45,2 mln m^3

CONSUMO DI ACQUA TOTALE

+3,0% rispetto al 2021

61,0%

GENERAZIONE A ZERO EMISSIONI

(incidenza % sul totale)

€ 13.900 milioni

EBITDA ORDINARIO PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON(2)

€ 13.351 milioni

CAPEX PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON(3)

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope 1) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore ed esclusa la produzione a pompaggio.
(2) Il valore del 2021 e stato rideterminato per recepire la variazione del margine gas dovuta a una modifica del modello di controllo.
(3) Il valore del 2021 e stato rideterminato per recepire l'inclusione di Retail Latam in Enel Grids (I&N).

Principali indicatori legati al cambiamento climatico

		2022	2021	2022-2021	
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1	(mln t_{eq})	53,1	51,6	1,5	2,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - location based(1)	(mln t_{eq})	4,0	3,8	0,2	5,3%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - market based(1)	(mln t_{eq})	6,1	6,1	-	-
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3(2)	(mln t_{eq})	75,8	70,5	5,3	7,5%
- di cui emissioni relative a vendite di gas	(mln t_{eq})	*22,9*	*22,3*	*0,6*	*2,7%*
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 - specifiche(3)	(gCO_{2eq}/kWh)	233	229	4	1,7%
Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia(4)	(gCO_{2eq}/kWh)	229	225	4	1,8%
Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative a Integrated power(4)	(gCO_{2eq}/kWh)	218	203	15	7,4%
Emissioni specifiche SO_2	(g/kWh)	0,07	0,07	-	-
Emissioni specifiche NO_x	(g/kWh)	0,32	0,35	(0,03)	-8,6%
Emissioni specifiche Polveri	(g/kWh)	0,005	0,005	-	-
Incidenza generazione a zero emissioni sul totale	(%)	61,0	60,3	0,7	1,2%
Totale consumi diretti di combustibile	(Mtep)	26,5	26,3	0,2	0,8%
Rendimento medio parco termoelettrico(5)	(%)	42,8	42,9	-0,1	-0,2%
Prelievo di acqua in zone water stressed(6)	(%)	19,3	23,0	-3,7	-16,1%
Prelievo specifico complessivo di acqua dolce	(l/kWh_{eq})	0,23	0,25	(0,02)	-8,0%
Prezzo di riferimento della CO_2	(€/t)	78,17	53,24	24,93	46,8%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon(7)	(milioni di euro)	13.900	17.298	(3.398)	-19,6%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon(8)	(milioni di euro)	13.351	12.305	1.046	8,5%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale(8)	(%)	92,1	93,9	-1,8	-1,9%

(1) Il dato 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione, dovuta a una variazione della metodologia di calcolo delle emissioni indirette (Scope 2) relative all'attività di pompaggio di acqua per la produzione di energia, in linea con la nuova certificazione SBTi.
(2) Il dato 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione ed è stato impattato dalla variazione della metodologia di calcolo delle emissioni relative ai lavori della rete.
(3) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni dirette (Scope 1) rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica, compreso il contributo del calore ed esclusa la produzione a pompaggio. Il dato 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione dovuta alla variazione della metodologia di calcolo evidenziata nella nota 1, che implica anche l'esclusione della produzione di energia a pompaggio nel calcolo delle emissioni dirette specifiche, in linea con la nuova certificazione SBTi.
(4) KPI corrispondente con il nuovo target certificato dalla SBTi nel 2022.
(5) Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.
(6) Il valore complessivo dei prelievi di acqua di processo e di raffreddamento in ciclo chiuso per l'anno 2021 è stato ricalcolato a seguito dell'affinamento condotto nel 2022 delle modalità di calcolo delle acque prelevate per il raffreddamento di alcune centrali nucleari in Spagna.
(7) Il valore del 2021 è stato rideterminato per recepire la variazione del margine gas dovuta a una modifica del modello di controllo.
(8) Il valore del 2021 è stato rideterminato per recepire l'inclusione di Retail Latam in Enel Grids (I&N).

L'impegno di Enel nel contrastare il cambiamento climatico ha raggiunto un nuovo traguardo storico nel 2022: il Gruppo ha, infatti, definito una roadmap di decarbonizzazione, che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore del Gruppo, composta da quattro target che sono stati certificati dalla Science Based Target initiative (SBTi), in linea con la limitazione del riscaldamento globale al di sotto di 1,5 °C.
I nuovi obiettivi certificati di Enel fanno seguito all'ambizione stabilita dall'Azienda nel 2021, quando ha anticipato di 10 anni, dal 2050 al 2040, il proprio impegno ad azzerare le emissioni.

Le emissioni dirette di CO_2 equivalente (Scope 1) sono state pari a 53,1 milioni di tonnellate, registrando un aumento del 2,9% rispetto al 2021. Tale aumento è dovuto alla crescente domanda di energia elettrica rispetto all'anno precedente, con una maggiore produzione termoelettrica che ha compensato la scarsa produzione idroelettrica dell'anno.
L'energia prodotta da Enel nel 2022 da fonti a emissioni zero si attesta al 61,0% della produzione totale, in leggero aumento rispetto al 2021 dovuto all'incremento dell'apporto da fonte solare ed eolica.

La riduzione degli impatti ambientali associati all'esercizio dei nostri impianti è per noi un obiettivo strategico, perseguito attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili e delle migliori pratiche internazionali.
In particolare, per quanto riguarda le emissioni di inquinanti in atmosfera legate alla produzione termoelettrica, nel 2022 si è registrata una leggera diminuzione delle emissioni di NO_x, in termini sia assoluti sia specifici, legata alla concomitante minore produzione complessiva degli impianti a gas e CCGT. Le emissioni di SO_2 e Polveri sono invece in linea con lo scorso anno. Le emissioni specifiche di SO_2 sono state pari a 0,07 g/kWh$_{eq}$ (in linea rispetto al 2021, pari a 0,07 g/kWh$_{eq}$), quelle di NO_x a 0,32 g/kWh$_{eq}$ (-9% rispetto al 2021, pari a 0,35 g/kWh$_{eq}$) e quelle di Polveri a 0,005 g/kWh$_{eq}$ (in linea rispetto al 2021, pari a 0,005 g/kWh$_{eq}$).

Protezione e valorizzazione del capitale naturale

La protezione del capitale naturale e la lotta ai cambiamenti climatici sono considerati fattori strategici e integrati nella pianificazione, nell'esercizio e nello sviluppo delle nostre attività, per promuovere lo sviluppo economico sostenibile delle comunità in cui operiamo, nonché determinanti per consolidare la leadership dell'Azienda nei mercati dell'energia.
Come azienda energetica, le nostre attività operative dipendono dalle risorse naturali, ma allo stesso tempo hanno un impatto su di esse; per questo motivo integriamo valutazioni di rischio e opportunità nei nostri processi decisionali allineati agli framework internazionali (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures) e nella governance del Gruppo, attraverso la definizione di target specifici e temporali.
La decarbonizzazione del nostro mix energetico, insieme agli obiettivi di riduzione degli impatti sulla natura, di recupero di habitat e della condivisione dei benefici dei servizi ecosistemici con le comunità con cui interagiamo, sono elementi cardine della nostra strategia di sostenibilità.



Gestione responsabile della risorsa idrica

		2022	2021(1)	2022-2021	
Totale prelievi	Mm^3	76,0	73,1	2,9	4,0%
Prelievo di acqua in zone water stressed	(%)	19,3	23,0	-3,7	-16,1%
Prelievo specifico complessivo di acqua dolce	(l/kWh_{eq})	0,23	0,25	(0,02)	-8,0%
Consumo di acqua totale	Mm^3	45,2	43,9	1,3	3,0%
Consumo di acqua in zone water stressed	(%)	20,6	24,0	-3,4	-14,2%

(1 Il valore complessivo dei prelievi di acqua di processo e di raffreddamento in ciclo chiuso per l'anno 2021 è stato ricalcolato a seguito dell'affinamento condotto nel 2022 delle modalità di calcolo delle acque prelevate per il raffreddamento di alcune centrali nucleari in Spagna.

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, in particolar modo per la produzione termoelettrica e nucleare, per quanto il progressivo passaggio alle fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico, ne stanno riducendo il fabbisogno complessivo. I fabbisogni complessivi di acqua per l'attività produttiva vengono coperti attraverso il prelievo da fonti cosiddette "non scarse" (acqua di mare) e da fonti "scarse" (acque dolci superficiali, sotterranee e a uso civile). A partire dal 2022 Enel ha rinnovato e rilanciato il suo impegno a preservare la risorsa idrica adottando un nuovo target ancora più sfidante rivolto alla riduzione del prelievo specifico di acqua dolce. Nel 2022 il prelievo specifico complessivo di acqua dolce è stato pari a 0,23 l/kWh_{eq}, in lieve calo rispetto al 2021 (0,25 l/kWh_{eq}).

Enel effettua il costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica (aree water stressed) al fine di garantire la più efficiente gestione della risorsa. In particolare, per i siti di produzione individuati come "critici"[39], ossia ricadenti in aree water stressed e che effettuano prelievi di acqua dolce per esigenze di processo, vengono analizzate le modalità di gestione delle acque al fine di minimizzare i consumi e massimizzare i prelievi da fonti non scarse (acque reflue, industriali e di mare).
Circa il 13,3% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato acqua dolce in zone water stressed.

L'impegno di Enel per la biodiversità

Enel ha una consolidata esperienza nella gestione e tutela della biodiversità nei pressi dei propri siti produttivi in un numero sempre crescente di Paesi. Come presidio generale, Enel si è dotata dal 2019 di una Linea Guida di Gruppo, che delinea i princípi e le procedure per la gestione degli impatti sulla biodiversità durante l'intero ciclo di vita degli impianti, dalla fase di sviluppo fino all'esercizio e al decommissioning.
L'identificazione dei potenziali impatti sulla biodiversità e la natura è fondamentale al fine di definire le strategie più efficaci per evitare, minimizzare, rimediare o compensare gli effetti associati, in linea con quanto previsto dalla Mitigation Hierarchy. Analogamente, l'identificazione delle dipendenze dalla biodiversità e dal capitale naturale consente di identificare le strategie più opportune per ridurre i rischi per l'Azienda derivanti da queste dipendenze.
Nel 2022 sono stati portati avanti 200 progetti per la tutela delle specie e degli habitat naturali negli impianti in esercizio, di cui 80 sviluppati in partnership con enti governativi, organizzazioni non governative e università, per un investimento complessivo di 11,9 milioni di euro. I progetti sono realizzati in tutte le geografie. Esempi di misure di mitigazione degli impatti sulla biodiversità, in applicazione della relativa policy, sono disponibili nella sezione Sostenibilità del sito Enel.com al seguente link: https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/impegno-quotidiano/sostenibilita-ambientale/biodiversita.
In aggiunta, nel 2022 sono stati realizzati ulteriori 63 progetti relativi a cantieri di costruzione di impianti, prevalentemente in Brasile, Cile, Spagna e Nord America, volti alla conservazione e monitoraggio delle specie autoctone impattate, per un investimento complessivo di oltre 6,4 milioni di euro.

(39) Mappatura effettuata in linea con i criteri del GRI con riferimento alle condizioni di "(baseline) Water Stress" indicate dal World Resources Institute Aqueduct Water Risk Atlas.

Risultati economici del Gruppo

€ 19.918 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 17.233 milioni nel 2021[1]

€ 11.193 milioni

RISULTATO OPERATIVO

+48,2% rispetto al 2021[1]

€ 1.682 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€ 3.189 milioni nel 2021

€ 19.683 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

di cui **56,7%** ammissibile e allineato secondo la tassonomia europea

€ 12.129 milioni

RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO

di cui **18,4%** da Enel Green Power

€ 5.391 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

€ 5.593 milioni nel 2021

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Milioni di euro	Conto economico ordinario[1]				Conto economico			
	2022	2021	2022-2021		2022	2021[2]	2022-2021	
Ricavi	143.009	88.006	55.003	62,5%	140.517	85.719	54.798	63,9%
Costi	125.692	71.318	54.374	76,2%	122.964	71.009	51.955	73,2%
Risultati netti da contratti su commodity	2.366	2.522	(156)	-6,2%	2.365	2.523	(158)	-6,3%
Margine operativo lordo	**19.683**	**19.210**	**473**	**2,5%**	**19.918**	**17.233**	**2.685**	**15,6%**
Ammortamenti e impairment	7.554	6.975	579	8,3%	8.725	9.682	(957)	-9,9%
Risultato operativo	**12.129**	**12.235**	**(106)**	**-0,9%**	**11.193**	**7.551**	**3.642**	**48,2%**
Proventi finanziari	8.305	5.420	2.885	53,2%	8.287	5.403	2.884	53,4%
Oneri finanziari	10.812	8.247	2.565	31,1%	10.743	8.147	2.596	31,9%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(2.507)**	**(2.827)**	**320**	**11,3%**	**(2.456)**	**(2.744)**	**288**	**10,5%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**27**	**102**	**(75)**	**-73,5%**	**4**	**571**	**(567)**	**-99,3%**
Risultato prima delle imposte	**9.649**	**9.510**	**139**	**1,5%**	**8.741**	**5.378**	**3.363**	**62,5%**
Imposte	2.622	2.831	(209)	-7,4%	3.523	1.620	1.903	-
Risultato netto delle continuing operation	**7.027**	**6.679**	**348**	**5,2%**	**5.218**	**3.758**	**1.460**	**38,9%**
Risultato netto delle discontinued operation	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.298)**	**99**	**(2.397)**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**7.027**	**6.679**	**348**	**5,2%**	**2.920**	**3.857**	**(937)**	**-24,3%**
Quota di interessenza del Gruppo	5.391	5.593	(202)	-3,6%	1.682	3.189	(1.507)	-47,3%
Quota di interessenza di terzi	1.636	1.086	550	50,6%	1.238	668	570	85,3%

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti. Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto del periodo del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Ricavi

Milioni di euro	2022	2021(1)	2022-2021	
Vendite energia elettrica	69.340	45.053	24.287	53,9%
Trasporto energia elettrica	11.096	10.606	490	4,6%
Corrispettivi da gestori di rete	979	800	179	22,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.667	833	834	-
Vendite gas	8.970	4.744	4.226	89,1%
Trasporto gas	80	599	(519)	-86,6%
Vendite di combustibili	5.605	1.791	3.814	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	826	769	57	7,4%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.672	1.268	404	31,9%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	32.987	13.422	19.565	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.384	1.092	292	26,7%
Altri proventi	5.911	4.742	1.169	24,7%
Totale	**140.517**	**85.719**	**54.798**	**63,9%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Nel 2022 i **ricavi** registrano un incremento di 54.798 milioni di euro, in aumento del 63,9%, rispetto agli 85.719 milioni di euro realizzati nel 2021. La variazione è prevalentemente riconducibile, in un contesto di prezzi medi crescenti, ai maggiori volumi di energia prodotti e intermediati, alle maggiori quantità vendute (soprattutto in Italia e Spagna), agli adeguamenti tariffari in Brasile, alla maggiore energia elettrica distribuita in America Latina, nonché all'effetto positivo dei tassi di cambio.

I ricavi dell'esercizio 2022 includono il provento non ordinario derivante dalla cessione delle attività di trasmissione in Cile, pari a 1.051 milioni di euro, nonché i proventi ordinari derivanti dalla cessione parziale della partecipazione detenuta in Ufinet (220 milioni di euro) e in Gridspertise (per complessivi 520 milioni di euro) e dalla cessione di alcune società a Mooney Group SpA (67 milioni di euro), mentre i ricavi relativi all'esercizio 2021 includevano il provento ordinario, pari a 1.763 milioni di euro, realizzato dalla cessione della partecipazione detenuta in Open Fiber SpA.

Costi

Milioni di euro	2022	2021(1)	2022-2021	
Acquisto di energia elettrica	46.955	27.404	19.551	71,3%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	9.286	4.050	5.236	-
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	40.742	16.414	24.328	-
Materiali	3.534	3.410	124	3,6%
Costo del personale	4.571	5.140	(569)	-11,1%
Servizi e godimento beni di terzi	16.606	15.663	943	6,0%
Altri costi operativi	4.685	1.969	2.716	-
Costi capitalizzati	(3.415)	(3.041)	(374)	-12,3%
Totale	**122.964**	**71.009**	**51.955**	**73,2%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I **costi** si incrementano prevalentemente per i maggiori approvvigionamenti di commodity energetiche in relazione all'aumento dei volumi prodotti e dei prezzi medi applicati (49.115 milioni di euro).

Inoltre, si rileva l'impatto negativo a seguito delle cessioni di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e CGT Fortaleza in Brasile per complessivi 349 milioni di euro.

Risultati netti da contratti su commodity

I risultati netti da contratti su commodity nel corso del 2022 rispetto all'esercizio precedente registrano un decremento di 158 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Margine operativo lordo ordinario

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

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Generazione Termoelettrica e Trading	6.094	1.702	4.392	-
Enel Green Power	3.779	4.815	(1.036)	-21,5%
Enel Grids	8.276	7.663	613	8,0%
Mercati finali	1.122	3.086	(1.964)	-63,6%
Enel X[1]	673	356	317	89,0%
Holding, Servizi e Altro[1]	(261)	1.588	(1.849)	-
Totale	**19.683**	**19.210**	**473**	**2,5%**

(1) I dati relativi alla Linea di Business Enel X del 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **margine operativo lordo ordinario** ammonta a 19.683 milioni di euro, in aumento di 473 milioni di euro rispetto al 2021. Escludendo gli effetti derivanti dalla gestione delle Stewardship che hanno comportato, nel corso del 2021, la rilevazione della plusvalenza per la cessione della partecipazione detenuta in Open Fiber SpA (1.763 milioni di euro) e, nel 2022, dei proventi per la cessione parziale delle partecipazioni detenute in Ufinet, in Gridspertise e per la cessione di alcune società a Mooney Group SpA (per complessivi 807 milioni di euro), il margine operativo lordo ordinario è in crescita di circa 1.429 milioni di euro rispetto all'esercizio 2021. Tale risultato positivo è stato raggiunto grazie alle performance del margine integrato (1.422 milioni di euro) quale risultante della combinazione dei business di Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Mercati finali ed Enel X, unitamente al positivo andamento di Enel Grids.

Nello specifico, il miglioramento del margine derivante dalla generazione termica e dalle attività di trading ha compensato la significativa diminuzione della produzione idroelettrica, legata alla scarsa idraulicità dell'esercizio registrata in Italia e Spagna e ha permesso di assorbire la variazione negativa, sui mercati finali in Europa, connessa ai maggiori costi di approvvigionamento non pienamente traslati alla clientela. Inoltre, la crescita del margine operativo lordo ordinario risente dell'andamento positivo delle reti, prevalentemente in America Latina per effetto di adeguamenti tariffari e per l'evoluzione dei tassi di cambio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2022						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**6.094**	**3.779**	**8.276**	**1.122**	**673**	**(261)**	**19.683**
Operazioni non ordinarie di Merger & Acquisition	(137)	-	839	-	-	-	702
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(212)	(51)	(23)	(2)	(1)	(8)	(297)
Discontinued operation	(42)	(246)	38	125	(20)	8	(137)
Costi da COVID-19	(6)	(5)	(16)	(2)	-	(4)	(33)
Margine operativo lordo	**5.697**	**3.477**	**9.114**	**1.243**	**652**	**(265)**	**19.918**

Milioni di euro	2021[1]						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X[2]	Holding, Servizi e Altro[2]	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**1.702**	**4.815**	**7.663**	**3.086**	**356**	**1.588**	**19.210**
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(795)	(47)	(423)	(94)	(15)	(216)	(1.590)
Discontinued operation	(86)	(191)	(110)	43	(15)	25	(334)
Costi da COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(6)	(53)
Margine operativo lordo	**813**	**4.570**	**7.100**	**3.033**	**326**	**1.391**	**17.233**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Nell'ambito di un piano di dismissioni di taluni investimenti all'estero considerati non più strategici, nel corso del 2022 è stata ceduta la società Enel Transmisión Chile in Cile e in Brasile le società di generazione termoelettrica CGT Fortaleza e di distribuzione Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

Tali disinvestimenti hanno comportato la rilevazione di un provento di 1.051 milioni di euro in Enel Transmisión Chile e di un onere in Enel Goiás (208 milioni di euro) e in CGT Fortaleza (135 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Generazione Termoelettrica e Trading	5.253	729	4.524	-
Enel Green Power	2.230	3.480	(1.250)	-35,9%
Enel Grids	5.254	4.813	441	9,2%
Mercati finali	(435)	1.753	(2.188)	-
Enel X[1]	362	120	242	-
Holding, Servizi e Altro[1]	(535)	1.340	(1.875)	-
Totale	**12.129**	**12.235**	**(106)**	**-0,9%**

(1) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **risultato operativo ordinario** del 2022 si decrementa di 106 milioni di euro tenuto conto di quanto commentato sopra per il margine operativo lordo ordinario e per i maggiori ammortamenti rilevati nel corso dell'anno nell'ambito della distribuzione e della generazione rinnovabile, soprattutto in America Latina.

Risultato operativo

Milioni di euro	2022						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Risultato operativo ordinario	**5.253**	**2.230**	**5.254**	**(435)**	**362**	**(535)**	**12.129**
Operazioni non ordinarie di Merger & Acquisition	(500)	-	12	-	-	-	(488)
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(287)	(51)	(23)	(2)	(1)	(8)	(372)
Discontinued operation	(28)	(193)	120	151	(17)	9	42
Costi da COVID-19	(6)	(5)	(16)	(2)	-	(4)	(33)
Altre operazioni	(47)	(11)	(15)	(12)	-	-	(85)
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(300)**	**344**	**(538)**	**11.193**

Milioni di euro	2021[1]						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X[2]	Holding, Servizi e Altro[2]	Totale
Risultato operativo ordinario	**729**	**3.480**	**4.813**	**1.753**	**120**	**1.340**	**12.235**
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(1.819)	(47)	(423)	(94)	(15)	(216)	(2.614)
Adeguamento di valore impianti di produzione situati in Spagna - Territori Non Peninsulari, Messico e Australia	(1.488)	(185)	-	-	-	-	(1.673)
Altri adeguamenti di valore	-	(159)	(12)	-	1	(45)	(215)
Discontinued operation	(56)	(131)	(22)	66	(12)	26	(129)
Costi da COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(6)	(53)
Risultato operativo	**(2.642)**	**2.951**	**4.326**	**1.723**	**94**	**1.099**	**7.551**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Tra le partite non ricorrenti maggiormente significative, oltre quanto già commentato nel margine operativo lordo, si evidenziano:

- gli adeguamenti di valore relativi alle società argentine Enel Generación Costanera SA e Central Dock Sud per le quali sono state avviate trattative per la loro cessione e conseguente classificazione come società possedute per la vendita;
- gli oneri e adeguamenti di valore per transizione energetica e digitalizzazione che includono prevalentemente il relativo fondo presente in Italia, gli adeguamenti di valore di impianti diversi in Cile e la svalutazione della centrale di Cartagena in Colombia;
- le discontinued operation, classificate ai fini IFRS 5 nella voce "Risultato netto delle discontinued operation", delle attività detenute in Romania e Grecia, mentre ai fini ordinari sono classificate nelle relative voci delle continuing operation;
- le altre operazioni che includono principalmente la svalutazione di alcuni progetti, in Spagna, relativi ai territori "Peninsulari" e "Non-Peninsulari" e l'adeguamento di valore del credito Funac.

Risultato netto delle discontinued operation

Il risultato netto delle discontinued operation accoglie gli effetti economici derivanti dalla classificazione ad attività nette cessate delle società che compongono le aree geografiche di Russia, Romania e Grecia secondo quanto previsto dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate". Nello specifico, nei valori "reported" sono inclusi gli effetti della cessione delle società russe con un impatto negativo complessivo a Conto economico di 1.551 milioni di euro, dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per 1.054 milioni di euro e all'adeguamento di valore per 497 milioni di euro, e l'adeguamento di valore delle attività nette per 696 milioni di euro delle società rumene per adeguarle al presumibile valore di realizzo desumibile dalle trattative in corso con la controparte. Si precisa che i dati del 2021, ai soli fini comparativi, sono stati oggetto di rideterminazione per renderli omogenei e confrontabili con quelli del 2022. Si rimanda alla nota 6 del Bilancio consolidato per maggiori dettagli.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2022 ammonta a 5.391 milioni di euro rispetto ai 5.593 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.
In particolare, alla citata riduzione del risultato operativo ordinario, si aggiunge l'impatto negativo della maggiore incidenza delle interessenze di terzi, in parte compensata da una più efficiente gestione finanziaria connessa alle attività di liability management realizzate nei periodi precedenti e da una riduzione del carico fiscale.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del 2022 ammonta a 1.682 milioni di euro (3.189 milioni di euro nel 2021), con una diminuzione di 1.057 milioni di euro rispetto al 2021. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo ordinario e risultato netto del Gruppo, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	2022	2021
Risultato netto del Gruppo ordinario	**5.391**	**5.593**
Adeguamenti di valore delle società classificate come discontinued operation	(1.992)	-
Contributi straordinari di solidarietà ex decreto legge n. 21/2022 ed *ex lege* n. 197/2022	(724)	-
Operazioni non ordinarie di Merger & Acquisition	(716)	-
Oneri e adeguamento di valore per transizione energetica e digitalizzazione	(189)	(1.839)
Costi da COVID-19	(23)	(36)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(18)	540
Altre operazioni	(47)	(42)
Adeguamento di valore su attività di produzione di energia elettrica	-	(1.027)
Risultato netto del Gruppo	**1.682**	**3.189**

Si segnala l'impatto sul risultato netto del Gruppo dei contributi per il caro bollette (121 milioni di euro) e di solidarietà introdotti in Italia rispettivamente per il decreto legge n. 21/2022 e per la legge n. 197/2022 (603 milioni di euro).

Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea

Processo di calcolo delle metriche finanziarie

Come descritto nel capitolo "Tassonomia dell'Unione Europea" Enel, attraverso uno specifico processo d'implementazione, ha classificato tutte le sue attività economiche lungo la propria catena del valore secondo le seguenti tre categorie: ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili.

Il calcolo delle metriche finanziarie associate a ciascuna attività economica è stato effettuato mediante uno specifico processo durante il quale sono stati implementati i seguenti criteri e fatte le seguenti considerazioni.

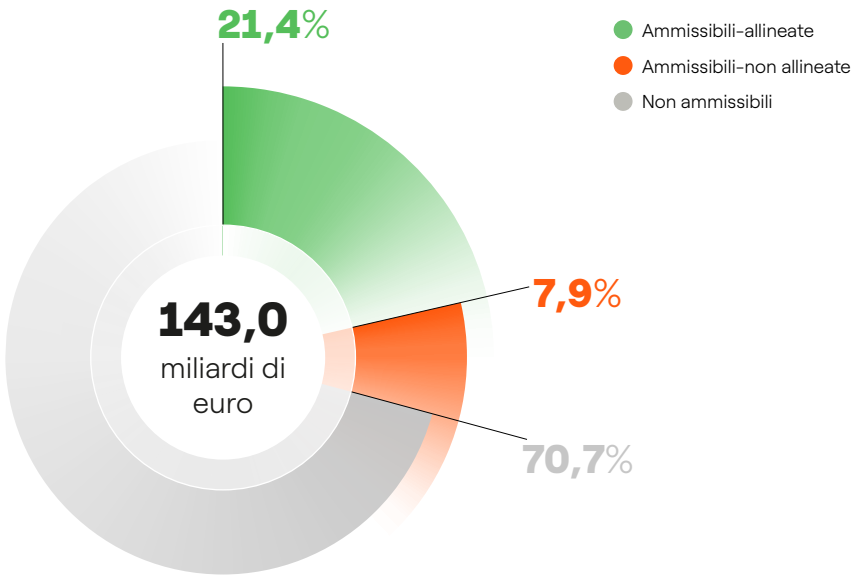
- Le tre metriche finanziarie richieste dal regolamento UE sulla tassonomia – fatturato "Ricavi", spese in conto capitale - (Capex) "Investimenti" e spese operative - (Opex) "spese operative ordinarie" – sono state calcolate secondo l'analisi di ammissibilità descritta nel capitolo "Tassonomia dell'Unione Europea".
- Sebbene non espressamente richiesto, Enel ha effettuato anche una valutazione in termini di margine operativo lordo ordinario, ritenendo che tale metrica rappresenti l'effettiva performance finanziaria di utility integrate come Enel.
- Le informazioni finanziarie sono state raccolte dal sistema di contabilità informatico utilizzato dal Gruppo Enel ovvero dai sistemi gestionali in uso presso le Linee di Business aziendali. Tuttavia, alcune deleghe sono state effettuate anche per fornire una rappresentazione più dettagliata delle cifre o per escludere alcune attività specifiche dal calcolo complessivo dell'allineamento ammissibile (come la produzione idroelettrica non allineata o l'infrastruttura considerata ammissibile-non allineata tra i sistemi di distribuzione ammissibili-allineati). Per esempio, sono state utilizzate le seguenti proxy:
  - idroelettrico: le centrali idroelettriche ammissibili-non allineate sono state escluse considerando la loro produzione moltiplicata per il ricavo unitario medio degli anni 2021 e 2022. Tale approccio è stato esteso anche agli investimenti, alle spese operative ordinarie e al margine operativo lordo ordinario;
  - distribuzione: sono stati esclusi i nuovi collegamenti tra una sottostazione o rete e un impianto di produzione di energia elettrica con una intensità di gas serra superiore alla soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh considerando la loro potenza (in MW) moltiplicata per i ricavi medi (K€/MW) per gli anni 2021 e 2022. Questo approccio è stato applicato solo ai ricavi e agli investimenti.
- I dati finanziari aggregati, presenti nella reportistica, si riferiscono ai valori di "settore" e includono le voci relative a terze parti e agli scambi intersettoriali.
- Le metriche finanziarie sono state rappresentate considerando tutte le vendite di elettricità e gas come "non ammissibili".
- I dati 2021 sono stati rideterminati con l'integrazione delle seguenti modifiche metodologiche:
  - generazione di energia elettrica da combustibili fossili gassosi: è stata considerata ammissibile-non allineata dopo l'applicazione dei criteri stabiliti nell'Atto Delegato Complementare (precedentemente rappresentata come non ammissibile);
  - trasmissione e distribuzione di elettricità: è stata effettuata una ridefinizione dello stato di ammissibilità dell'attività di distribuzione in Colombia per tenere conto dei dati aggiornati del sistema elettrico nazionale relativi alla nuova capacità rinnovabile costruita negli ultimi cinque anni, con conseguente modifica dello stato da ammissibile allineato ad ammissibile non allineato. Inoltre, sono stati implementati piccoli aggiustamenti sui criteri per identificare l'infrastruttura dedicata alla creazione di una connessione diretta o all'espansione di una connessione diretta esistente tra una sottostazione o una rete e un impianto di produzione di energia elettrica che abbia un'intensità di gas serra superiore a 100 gCO_{2eq}/kWh misurata in base al ciclo di vita;
  - vendita al dettaglio di energia elettrica: attività considerata non ammissibile (in precedenza dichiarata come attività ammissibile) in quanto non è stata esplicitamente menzionata nell'Atto Delegato sul Clima;
  - Enel X Global Retail: co-generazione da combustibili fossili gassosi (CHP) nell'ambito delle soluzioni di energia distribuita, è ora considerata ammissibile-non allineata dopo l'applicazione dei criteri stabiliti nell'Atto Delegato Complementare (precedentemente considerata non ammissibile);
  - investimenti: considerati i costi contabilizzati in base all'"IFRS 16 - Leasing", paragrafo 53, lettera (h), come richiesto dal Regolamento Delegato della Commissione (UE) 2021/2178.
- Il totale dei ricavi, degli investimenti, del margine operativo lordo ordinario e delle spese operative assoluti corrispondono ai ricavi, agli investimenti, al margine operativo lordo ordinario e alle spese operative di ogni specifica attività. La quota dei singoli KPI corrisponde a ogni singola attività economica sul totale ricavi/investi-

menti/margine operativo lordo ordinario del Gruppo (a eccezione delle spese operative ordinarie il cui totale è riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia). La quota di ricavi/investimenti/margine operativo lordo ordinario/spese operative ordinarie di ogni singola attività economica contribuisce all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. Questo è l'unico obiettivo della tassonomia dell'UE portato nella tabella in quanto l'analisi di allineamento è stata eseguita solo per questo obiettivo, poiché è più rilevante dell'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico e i criteri per gli altri obiettivi ambientali non sono ancora disponibili. In particolare, durante il Capital Markets Day del 2022, Enel ha annunciato l'allineamento dell'80% dei Capex per il periodo 2023-2025 per il contributo del Gruppo alla mitigazione del clima.

Risultati complessivi

Nel 2022 il livello di allineamento delle nostre attività economiche alla tassonomia dell'UE, 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, è riportato di seguito.

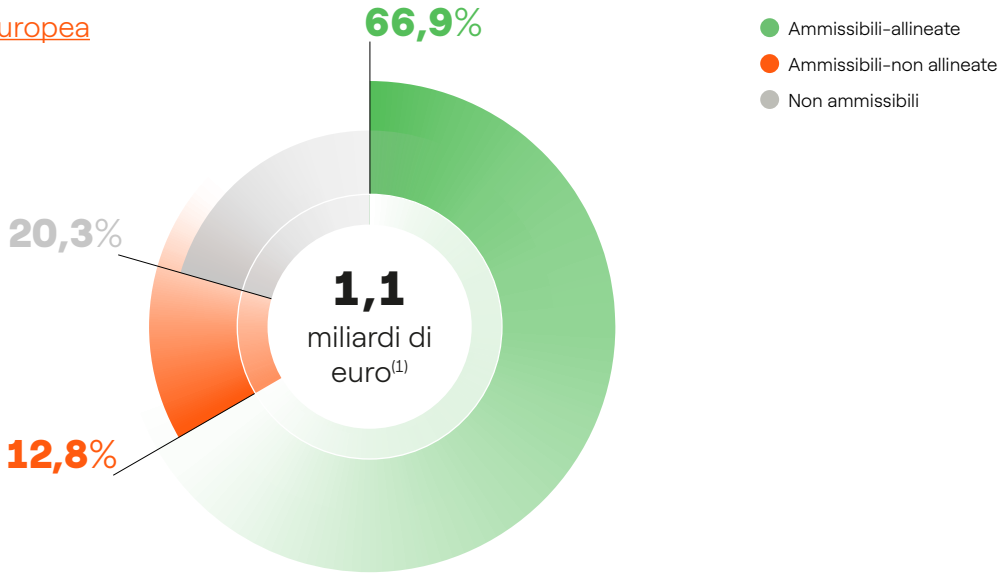
Fatturato "Ricavi"
in base alla tassonomia europea



Il 21,4% del fatturato 2022 è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 33,9% nel 2021[(1)]. Nel 2022 si registra un forte aumento in termini assoluti dei ricavi rispetto al 2021. Questo aumento è stato registrato maggiormente nelle attività non allineate, come la produzione di energia elettrica da combustibili gassosi, e nelle attività non ammissibili, come il trading e la commercializzazione di energia elettrica e gas e la produzione di energia elettrica da carbone, principalmente a causa della situazione di mercato con prezzi elevati e una maggiore produzione termica.
Pertanto, il fatturato allineato diminuisce del 12%.

(1) I valori 2021 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nella sezione "Processo di calcolo delle metriche finanziarie".

Spese operative (Opex) in base alla tassonomia europea

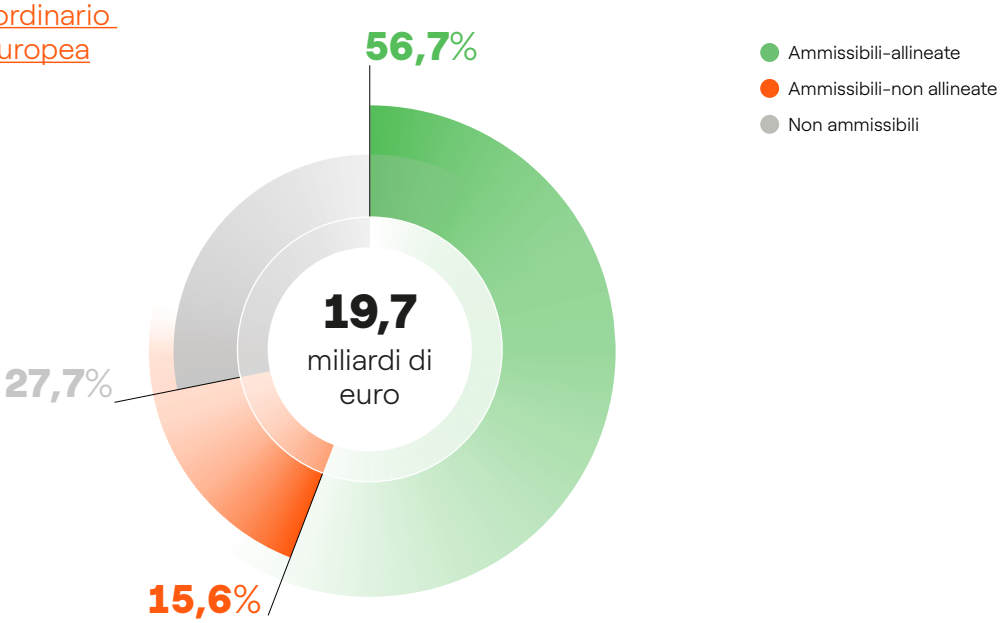


(1) Riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia.

Il 66,9% delle spese operative (Opex) nel 2022 è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto al 60,8% nel 2021[1].
La percentuale degli Opex delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia aumenta nel 2022 rispetto al 2021 principalmente a causa dei maggiori costi di manutenzione sostenuti nelle attività di produzione di energia rinnovabile e nelle attività di distribuzione allineate alla tassonomia.

(1) I valori 2021 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nella sezione "Processo di calcolo delle metriche finanziarie".

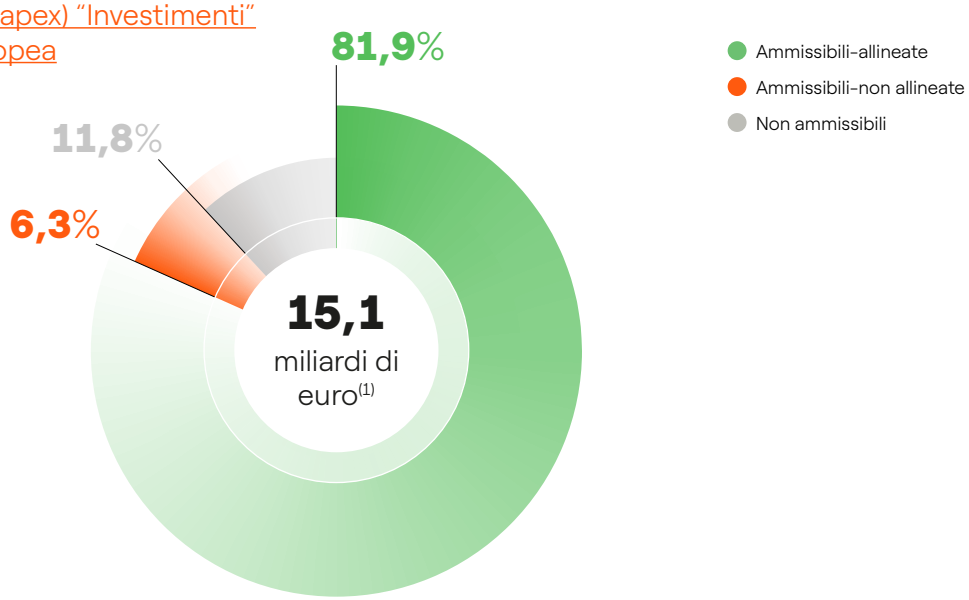
Margine operativo lordo ordinario in base alla tassonomia europea



Il 56,7% del margine operativo lordo ordinario (EBITDA) nel 2022 è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia UE, rispetto al 63,9% nel 2021[1].
La percentuale EBITDA delle attività ammissibili-allineate alla tassonomia diminuisce nel 2022 rispetto al 2021 principalmente a causa delle variazioni avvenute sul fatturato (vedere dettagli sopra riportati).

(1) I valori 2021 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nella sezione "Processo di calcolo delle metriche finanziarie".

Spese in conto capitale - (Capex) "Investimenti" in base alla tassonomia europea



(1) Include 0,6 miliardi di euro per gli incrementi di attività derivanti dalle operazioni di leasing e 0,2 miliardi di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

L'81,9% della spesa in conto capitale (Capex) nel 2022 è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE, rispetto all'82,0% nel 2021(1).
Il Capex a consuntivo 2022 per le attività ammissibili-allineate è superiore del 4,5% rispetto al Capex pianificato per il 2022 nel Piano Strategico 2022-2024 per le stesse attività. Tale variazione dipende principalmente da maggiori investimenti in termini assoluti in attività ammissibili-allineate rispetto a quanto pianificato (oltre 0,5 miliardi di euro) e anche dagli aggiustamenti apportati nel processo di contabilizzazione della tassonomia UE, come l'integrazione dei costi contabilizzati in base all'"IFRS 16 - Leasing", paragrafo 53, lettera (h), che non erano stati considerati nel Piano Strategico 2022-2024.

(1) I valori 2021 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nella sezione "Processo di calcolo delle metriche finanziarie".

Risultati complessivi secondo il punto di vista dell'attività di vendita di energia elettrica

L'Atto Delegato sul Clima della tassonomia dell'UE non ha incluso esplicitamente il segmento relativo alla vendita al dettaglio di energia elettrica (con codice NACE D35.1.4) assumendo che non fornisca un contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici. Tuttavia, la vendita al dettaglio di energia elettrica costituisce un segmento fondamentale della catena del valore dell'energia. L'esclusione di tale attività dalla definizione di un sistema energetico sostenibile ostacola il ruolo chiave della liberalizzazione del mercato UE e, in ultima analisi, gli sforzi e il valore di un consumo finale dell'energia decarbonizzato.
Inoltre, l'elettrificazione, promossa attraverso l'energia rinnovabile, è la soluzione più efficiente ed economica per affrontare il cambiamento climatico, in quanto è pulita, accessibile e ad alto rendimento, oltre a essere l'unica strada per un sistema energetico veramente pulito. Tuttavia, l'elettrificazione sostenibile degli usi finali dell'energia richiede non solo tecnologie pulite per la produzione di energia, ma anche che le società di vendita al dettaglio offrano elettricità rinnovabile ai clienti finali per soddisfare la loro domanda di energia.
Per le ragioni sopra esposte, Enel ritiene che la tassonomia UE debba considerare esplicitamente l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica come attività ammissibile per la quale l'allineamento dovrebbe basarsi sugli stessi criteri disponibili per le attività di produzione di energia elettrica. In questo modo, le vendite di energia elettrica ai clienti finali sarebbero collegate alla fonte di produzione, incentivando pertanto i rivenditori a vendere energia elettrica da fonti sostenibili. In questo contesto, è ancora più rilevante il ruolo delle utility integrate, che, pur operando nei segmenti della produzione e della vendita al dettaglio di energia elettrica con società diverse all'interno dello stesso Gruppo, gestiscono il modello di attività secondo una visione globale e unica dell'intera catena di valore dell'energia.

Riportiamo quindi di seguito una vista aggiuntiva dei risultati complessivi considerando l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica come ammissibile e determinandone l'allineamento applicando gli stessi criteri esistenti per la produzione di energia elettrica. A tal fine, ci si è basati sugli strumenti delle Garanzie di Origine disponibili in Italia e in Spagna, in quanto forniscono trasparenza ai consumatori circa la percentuale di elettricità venduta dal rivenditore la cui fonte di produzione sia effettivamente rinnovabile, soddisfacendo così i criteri della tassonomia UE esistenti riferiti alle attività di produzione di energia elettrica.

Di conseguenza, il fatturato delle vendite di energia elettrica è stato calcolato considerando la quantità di energia venduta al dettaglio dalle società del Gruppo in Italia e in Spagna utilizzando le Garanzie di Origine (sulla base dei dati forniti dalle autorità nazionali), applicando il fatturato medio per unità. Questo approccio è stato adottato anche per Capex, Opex e margine operativo lordo ordinario (EBITDA). Per evitare doppi conteggi, il fatturato ammissibile per settore è al netto degli scambi intersettoriali (rapporti tra Enel Green Power, Enel Grids e Retail).

Risultati con attività di vendita al dettaglio di energia elettrica	**Unità**	**2022**	**2021**
Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario			
- Ammissibile-allineata	%	57,6	67,0
- Ammissibile-non allineata	%	19,2	18,5
- Non ammissibile	%	23,2	14,5
Totale	milioni di euro	**19.683**	**19.210**
Fatturato "Ricavi"			
- Ammissibile-allineata	%	30,2	40,4
- Ammissibile-non allineata	%	34,2	35,5
- Non ammissibile	%	35,6	24,1
Totale	milioni di euro	**143.009**	**88.006**
Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"			
- Ammissibile-allineata	%	83,0	82,7
- Ammissibile-non allineata	%	9,2	9,6
- Non ammissibile	%	7,8	7,7
Totale	milioni di euro	**15.088**	**13.831**
Spese operative (Opex)			
- Ammissibile-allineata	%	66,9	61,1
- Ammissibile-non allineata	%	14,2	15,7
- Non ammissibile	%	18,9	23,2
Totale	milioni di euro	**1.050**	**1.029**

Risultati in dettaglio

Le tabelle sotto riportate sono rappresentate secondo quanto richiesto dall'art. 8 del Regolamento UE 852/2020, pertanto considerando l'attività di vendita energia elettrica come "non ammissibile".

Fatturato "Ricavi" in base alla Tassonomia europea

A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

				Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1][11] 2022	Proporzione del fatturato "Ricavi"[12] 2022	Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[10] 2022	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[10] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	3.375	2,4	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	2,4	2,7		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	1.020	0,7	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	0,7	0,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	4.298	3,0	99,5	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	3,0	6,8		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	624	0,4	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	0,4	0,4		
Accumulo di energia elettrica	4.10	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	n.a.	S	S	0,0	0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	19.873	13,9	91,9	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	S	S	13,9	21,9	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 d	307	0,2	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,2	0,3		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 a	135	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	n.a.	S	0,1	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 a-e	20	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,0	0,0		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	458	0,3	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,3	0,4		

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1] 2022[11]	Proporzione del fatturato "Ricavi"[12] 2022	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[12] 2022	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[12] 2021	Categoria[8]: Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA																				
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	72	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,1	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	106	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,1	0,1		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 d, e; 7.6 a	132	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 f	31	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,0	0,0		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (e-Mobility)	6.13; 7.4	185	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	S	S	S	0,1	0,1		
Fatturato delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**30.636**	**21,4**	**94,5**	**0,0**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**								**21,4**	**33,9**		
A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA																				
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	20	0,0														0,0	0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina, Colombia e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	1.754	1,3														1,3	1,5		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)[9]	4.29	9.506	6,6														6,6	5,9		
Fatturato delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**11.280**	**7,9**														**7,9**	**7,4**		
Totale (A.1 + A.2)		**41.916**	**29,3**														**29,3**	**41,3**		

				Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Fatturato "Ricavi"[1] 2022[11]	Proporzione del fatturato "Ricavi"[2] 2022	Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[9] 2022	Proporzione del fatturato "Ricavi" allineato con la Tassonomia[10] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	6.500	4,5																	
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	1.572	1,1																	
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[10]	n.a.	2.162	1,5																	
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	951	0,7																	
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	56.969	39,8																	
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	12.049	8,4																	
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	50.763	35,5																	
Servizi, Holding e Altro	n.a.	2.062	1,5																	
Rettifiche	n.a.	-31.935	-22,3																	
Fatturato delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**101.093**	**70,7**																	
Totale (A + B)		**143.009**	**100,0**																	

(1) **Fatturato "Ricavi"**: importo del fatturato di ogni singola attività economica, ripartito in base alle condizioni di ammissibilità. Se la stessa attività è riportata sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che soddisfa le condizioni di eleggibilità stabilite rispettivamente in A.1, A.2 o B.
(2) **Proporzione del fatturato "Ricavi"**: incidenza percentuale del fatturato di ogni singola attività economica sugli investimenti totali del Gruppo.
(3) **Mitigazione del cambiamento climatico**: incidenza percentuale del fatturato di ogni singola attività economica che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico.
(4) **Obiettivi non applicabili**: per questo obiettivo non sono stati definiti criteri di contribuzione sostanziale alla data di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2022.
(5) **DNSH - Mitigazione del cambiamento climatico**: non applicabile in quanto l'analisi del criterio del contributo sostanziale è stata effettuata esclusivamente per l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.
(6) **DNSH**: indica se i criteri DNSH per ogni obiettivo ambientale sono soddisfatti in ogni singola attività economica (sì/no) oppure se non è necessario verificare alcun criterio specifico (n.a., non applicabile).
(7) **Garanzie minime di salvaguardia**: indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.
(8) **Categoria**: specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.
(9) Comprende l'attività di CHP (Combined Heat and Power) pari a 41 milioni di euro nel 2022.
(10) **Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)**: l'attività si riferisce agli impianti per la produzione di energia con tecnologia OCGT, che combina olio e gas, per i quali non è possibile fornire un'ulteriore separazione.

Spese in conto capitale (capex) "Investimenti" in base alla Tassonomia Europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[11] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[12] 2022	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate allaTassonomia[9] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate allaTassonomia[10] 2021	Categoria[8]: Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	2.221	14,7	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	14,7	21,5		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	3.011	20,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	20,0	14,4		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	431	2,9	99,1	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	2,9	3,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	125	0,8	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	0,8	0,9		
Accumulo di energia elettrica	4.10	528	3,5	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	n.a.	S	S	3,5	1,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	5.234	34,7	93,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	S	S	34,7	35,4	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 d	84	0,5	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,5	0,4		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 a	1	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	n.a.	S	0,0	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 a-e	9	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,0		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	71	0,5	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,5	0,4		
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	5	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,0	0,0		

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[11] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[12] 2022	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[5]	Acqua e risorse marine[5]	Economia circolare[5]	Inquinamento[5]	Biodiversità ed ecosistemi[5]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate alla Tassonomia[13] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate alla Tassonomia[13] 2021	Categoria[8]: Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	25	0,2	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,2	0,2		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 d, e; 7.6 a	21	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 f	54	0,4	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,4	0,3		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (e-Mobility)	6.13; 7.4	113	0,7	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	S	S	S	0,7	0,6		
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	418	2,8	71,5	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	S	S	S	2,8	3,7		
Capex delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**12.351**	**81,9**	**95,6**	**0,0**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**								**81,9**	**82,0**		
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	4	0,0														0,0	0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina, Colombia e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	393	2,6														2,6	2,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	4.29	393	2,6														2,6	2,1		
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	166	1,1														1,1	1,5		
Capex delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**956**	**6,3**														**6,3**	**6,5**		
Totale (A.1 + A.2)		**13.307**	**88,2**														**88,2**	**88,5**		

				Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[1] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"[2] 2022	Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate alla Tassonomia[2] 2022	Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" allineate alla Tassonomia[2] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	32	0,2																	
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	142	0,9																	
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[9]	n.a.	238	1,6																	
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	103	0,6																	
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	163	1,1																	
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	118	0,8																	
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	603	4,0																	
Servizi, Holding e Altro	n.a.	219	1,5																	
Rettifiche	n.a.	162	1,1																	
Aggiunte alle attività consistenti nel diritto di utilizzo (IFRS 16 par. 53 punto h)	n.a.	1	0,0																	
Capex delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**1.781**	**11,8**																	
Totale (A + B)		**15.088**	**100,0**																	

(1) **Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"**: importo degli investimenti di ogni singola attività economica, ripartiti in base alle condizioni di ammissibilità. Se la stessa attività è riportata sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che soddisfa le condizioni di eleggibilità stabilite rispettivamente in A.1, A.2 o B.

(2) **Proporzione delle spese in conto capitale (Capex) "Investimenti"**: incidenza percentuale degli investimenti di ogni singola attività economica sugli investimenti totali del Gruppo.

(3) **Mitigazione del cambiamento climatico**: incidenza percentuale degli investimenti di ogni singola attività economica che contribuiscono alla mitigazione del cambiamento climatico.

(4) **Obiettivi non applicabili**: per questo obiettivo non sono stati definiti criteri di contribuzione sostanziale alla data di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2022.

(5) **DNSH - Mitigazione del cambiamento climatico**: non applicabile in quanto l'analisi del criterio del contributo sostanziale è stata effettuata esclusivamente per l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

(6) **DNSH**: indica se i criteri DNSH per ogni obiettivo ambientale sono soddisfatti in ogni singola attività economica (sì/no) oppure se non è necessario verificare alcun criterio specifico (n.a., non applicabile).

(7) **Garanzie minime di salvaguardia**: indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.

(8) **Categoria**: specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

(9) **Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)**: l'attività si riferisce agli impianti per la produzione di energia con tecnologia OCGT, che combina olio e gas, per i quali non è possibile fornire un'ulteriore separazione.

Spese operative (Opex) in base alla Tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex)[2] 2022	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2021	Categoria[8]: Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	76	7,2	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	7,2	6,0		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	41	3,9	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	3,9	2,6		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	135	12,9	99,3	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	12,9	11,3		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	4	0,4	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	0,4	0,4		
Accumulo di energia elettrica	4.10	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	n.a.	S	S	0,0	0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	439	41,8	91,5	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	S	S	41,8	40,2	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 d	1	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,1		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 a	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	n.a.	S	0,0	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 a-e	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,0	0,0		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	1	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,1		

A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

				Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex)[2] 2022	Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[5]	Acqua e risorse marine[5]	Economia circolare[5]	Inquinamento[5]	Biodiversità ed ecosistemi[5]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA																				
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	1	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,1	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	1	0,1	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,1	0,0		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 d, e; 7.6 a	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,0	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 f	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,0	0,0		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (e-Mobility)	6.13; 7.4	3	0,3	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	S	S	S	0,3	0,0		
Opex delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**702**	**66,9**	**94,4**	**0,0**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**								**66,9**	**60,8**		
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	1	0,0														0,0	0,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina, Colombia e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	41	3,9														3,9	3,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)[9]	4.29	93	8,9														8,9	10,7		
Opex delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**135**	**12,8**														**12,8**	**14,7**		
Totale (A.1 + A.2)		**837**	**79,7**														**79,7**	**75,5**		

A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

				Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Spese operative (Opex)[1] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex)[2] 2022	Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione delle spese operative (Opex) allineate con la Tassonomia[2] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	36	3,4																	
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	87	8,3																	
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[10]	n.a.	21	2,0																	
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	4	0,4																	
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	4	0,4																	
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	3	0,3																	
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	13	1,2																	
Servizi, Holding e Altro	n.a.	45	4,3																	
Rettifiche	n.a.	0	0,0																	
Opex delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**213**	**20,3**																	
Totale (A + B)		**1.050**	**100,0**																	

(1) **Spese operative (Opex)**: importo delle spese operative ordinarie di ogni singola attività economica, ripartite in base alle condizioni di ammissibilità. Se la stessa attività è riportata sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che soddisfa le condizioni di eleggibilità stabilite rispettivamente in A.1, A.2 o B.

(2) **Proporzione delle spese operative (Opex)**: incidenza percentuale delle spese operative ordinarie di ogni singola attività economica sugli investimenti totali del Gruppo.

(3) **Mitigazione del cambiamento climatico**: incidenza percentuale delle spese operative ordinarie di ogni singola attività economica che contribuiscono alla mitigazione del cambiamento climatico.

(4) **Obiettivi non applicabili**: per questo obiettivo non sono stati definiti criteri di contribuzione sostanziale alla data di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2022.

(5) **DNSH – Mitigazione del cambiamento climatico**: non applicabile in quanto l'analisi del criterio del contributo sostanziale è stata effettuata esclusivamente per l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

(6) **DNSH**: indica se i criteri DNSH per ogni obiettivo ambientale sono soddisfatti in ogni singola attività economica (sì/no) oppure se non è necessario verificare alcun criterio specifico (n.a., non applicabile).

(7) **Garanzie minime di salvaguardia**: indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.

(8) **Categoria**: specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.

(9) Comprende l'attività di CHP (Combined Heat and Power) pari a 0,09 milioni di euro nel 2022.

(10) **Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)**: l'attività si riferisce agli impianti per la produzione di energia con tecnologia OCGT, che combina olio e gas, per i quali non è possibile fornire un'ulteriore separazione.

Margine operativo lordo ordinario in base alla Tassonomia europea

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2022	Criteri di contributo sostanziale: Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo"): Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2021	Categoria[8]: Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1 Attività ammissibili e allineate alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	4.3	2.094	10,6	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	10,6	7,3		
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	4.1	591	3,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	n.a.	S	S	3,0	2,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	1.178	6,0	99,4	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	6,0	14,4		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	4.6	-139	-0,7	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	n.a.	n.a.	S	S	-0,7	1,2		
Accumulo di energia elettrica	4.10	0	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	n.a.	S	S	0,0	0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	4.9	7.137	36,3	92,5	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	S	S	36,3	37,6	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Smart Lighting)	7.3 d	91	0,5	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,5	0,4		
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada (Enel X - e-Bus)	6.3 a	37	0,2	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	S	n.a.	S	0,2	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 a-e	1	0,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,0	0,0		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.5 Installazione, manutenzione e riparazione di strumenti e dispositivi per la misurazione, la regolazione e il controllo delle prestazioni energetiche degli edifici 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 a-e; 7.5 a; 7.6 a	202	1,0	100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	1,0	0,6		

A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA

					Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")									Categoria[8]	
Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2022		Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[5]	Acqua e risorse marine[5]	Economia circolare[5]	Inquinamento[5]	Biodiversità ed ecosistemi[5]	Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2021	Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%		%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
A.1. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-ALLINEATE ALLA TASSONOMIA																					
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici (Enel X - Customer Insight)	9.3	7	0,0		100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,0	0,1		
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	46	0,2		100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,2	0,5		
7.3 Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica 7.6 Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Distributed Energy)	7.3 d, e; 7.6 a	12	0,1		100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	S	n.a.	S	0,1	0,0		
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 f	2	0,0		100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	0,0	0,0		
6.13 Infrastrutture per la mobilità personale 7.4 Installazione, manutenzione e riparazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici negli edifici (e negli spazi adibiti a parcheggio di pertinenza degli edifici) (e-Mobility)	6.13; 7.4	-94	-0,5		100,0	0,0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	S	S	S	S	S	S	-0,5	-0,3		
EBITDA ordinario delle attività ammissibili e allineate alla tassonomia (A.1)		**11.165**	**56,7**		**95,0**	**0,0**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**	**n.a.**								**56,7**	**63,9**		
A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI-NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA																					
A.2 Attività ammissibili e non allineate alla tassonomia																					
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	4.5	-7	0,0															0,0	0,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (Argentina, Colombia e nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	576	2,9															2,9	2,0		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)[9]	4.29	2.492	12,7															12,7	6,1		
EBITDA ordinario delle attività ammissibili e non allineate alla tassonomia (A.2)		**3.061**	**15,6**															**15,6**	**8,2**		
Totale (A.1 + A.2)		**14.226**	**72,3**															**72,3**	**72,1**		

Attività economica	Codice Regolamento tassonomia	Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[1] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario[2] 2022	Criteri di contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")						Garanzie minime di salvaguardia[7]	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2022	Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario allineato con la Tassonomia[2] 2021	Categoria[8]	
				Mitigazione del cambiamento climatico[3]	Adattamento al cambiamento climatico[4]	Acqua e risorse marine[4]	Economia circolare[4]	Inquinamento[4]	Biodiversità ed ecosistemi[4]	Mitigazione del cambiamento climatico[5]	Adattamento al cambiamento climatico[6]	Acqua e risorse marine[6]	Economia circolare[6]	Inquinamento[6]	Biodiversità ed ecosistemi[6]				Attività abilitante	Attività di transizione
		milioni di euro	%	%	%	%	%	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	%	A	T
B. Attività non ammissibili alla tassonomia																				
Produzione di energia elettrica da carbone	n.a.	1.297	6,6																	
Produzione di energia elettrica da nucleare	n.a.	651	3,3																	
Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)[10]	n.a.	-415	-2,1																	
Enel X (solo attività non ammissibili)	n.a.	273	1,4																	
Trading (vendita di energia all'ingrosso)	n.a.	2.282	11,6																	
Mercato (vendita di gas a clienti finali)	n.a.	151	0,8																	
Mercato (vendita di energia a clienti finali)	n.a.	885	4,5																	
Servizi, Holding e Altro	n.a.	-167	-0,9																	
Rettifiche	n.a.	500	2,5																	
EBITDA ordinario delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)		**5.457**	**27,7**																	
Totale (A + B)		**19.683**	**100,0**																	

(1) **Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario**: importo del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario di ogni singola attività economica, ripartito in base alle condizioni di ammissibilità. Se la stessa attività è riportata sia in A.1 sia in A.2 o B, il dato si riferisce alla proporzione dell'attività che soddisfa le condizioni di eleggibilità stabilite rispettivamente in A.1, A.2 o B.
(2) **Proporzione del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario**: incidenza percentuale del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario di ogni singola attività economica sugli investimenti totali del Gruppo.
(3) **Mitigazione del cambiamento climatico**: incidenza percentuale del margine operativo lordo (EBITDA) ordinario di ogni singola attività economica che contribuisce alla mitigazione del cambiamento climatico.
(4) **Obiettivi non applicabili**: per questo obiettivo non sono stati definiti criteri di contribuzione sostanziale alla data di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2022.
(5) **DNSH - Mitigazione del cambiamento climatico**: non applicabile in quanto l'analisi del criterio del contributo sostanziale è stata effettuata esclusivamente per l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.
(6) **DNSH**: indica se i criteri DNSH per ogni obiettivo ambientale sono soddisfatti in ogni singola attività economica (sì/no) oppure se non è necessario verificare alcun criterio specifico (n.a., non applicabile).
(7) **Garanzie minime di salvaguardia**: indica se le garanzie minime di salvaguardia sociale sono rispettate per ciascuna singola attività.
(8) **Categoria**: specifica se l'attività fornisce un contributo diretto alla mitigazione del clima oppure è un'attività abilitante o di transizione.
(9) Comprende l'attività di CHP (Combined Heat and Power) pari a 1 milione di euro nel 2022.
(10) **Produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT)**: l'attività si riferisce agli impianti per la produzione di energia con tecnologia OCGT, che combina olio e gas, per i quali non è possibile fornire un'ulteriore separazione.

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 a causa della mancanza di dati sufficienti per completare l'analisi della conformità all'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici.

Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia

Fatturato "Ricavi" in base alla tassonomia europea

	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	9.506	6,6
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	**1.774**	**1,2**
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**11.280**	**7,8**

Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" in base alla tassonomia europea

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo (in milioni di euro)	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	393	2,6
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	**563**	**3,7**
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**956**	**6,3**

Spese operative (Opex) in base alla tassonomia europea

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo (in milioni di euro)	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	93	8,9
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	**42**	**4,0**
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**135**	**12,9**

Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario in base alla tassonomia europea

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo (in milioni di euro)	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	2.492	12,7
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	**569**	**2,9**
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**3.061**	**15,6**

Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla tassonomia

Fatturato "Ricavi" in base alla tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**Importo (in milioni di euro)**	**%**
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	1.572	1,1
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	**99.521**	**69,6**
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**101.093**	**70,7**

Spese in conto capitale (Capex) "Investimenti" in base alla tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	142	0,9
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	**1.639**	**10,9**
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**1.781**	**11,8**

Spese operative (Opex) in base alla tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	87	8,3
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	**126**	**12,0**
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**213**	**20,3**

Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario in base alla tassonomia europea

	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
Attività economiche	**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	651	3,3
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	**4.806**	**24,4**
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**5.457**	**27,7**

Si fa presente che la rendicontazione della tassonomia UE ai sensi del regolamento UE e dell'Atto Delegato è riportata integralmente nel Bilancio di Sostenibilità 2022 - Dichiarazione di carattere non finanziario ai sensi del Regolamento (UE) 2020/852.

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder

Milioni di euro		
	2022	**2021**[1]
Valore economico generato direttamente	**140.821**	**85.865**
Valore economico distribuito direttamente		
Costi operativi	114.384	62.063
Costo del personale e benefit	3.646	4.296
Pagamenti a finanziatori di capitale (azionisti e finanziatori)	7.691	7.409
Pagamenti alla Pubblica Amministrazione[2]	6.027	4.916
	131.748	**78.684**
Valore economico trattenuto	**9.073**	**7.181**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

(2) L'importo include il "Total Taxe Borne", che rappresenta i costi per le imposte sostenuti dal Gruppo; per maggiori approfondimenti si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2022 e alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario. Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Il valore economico generato e distribuito direttamente da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza per tutti gli stakeholder. L'incremento del valore economico generato direttamente e dei costi operativi risente prevalentemente dell'incremento dei prezzi medi e dei volumi intermediati di commodity energetiche, in particolare del gas e dell'energia elettrica.

I pagamenti ai finanziatori di capitale si incrementano essenzialmente per l'aumento degli interessi passivi, principalmente relativo alla crescita dei tassi di interesse conseguente alle politiche monetarie restrittive implementate per fronteggiare le sempre maggiori pressioni inflattive.

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

€ 102.150 milioni
CAPITALE INVESTITO NETTO
€ 94.035 milioni nel 2021

€ 60.068 milioni
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[1]
+16,2% rispetto al 2021

63,0%
FINANZIAMENTI SOSTENIBILI
su indebitamento lordo
€ 89.418 milioni

€ 14.347 milioni
TOTALE INVESTIMENTI
81,9% ammissibili e allineati secondo la tassonomia europea

(1) Ai fini di una migliore esposizione dell'indebitamento finanziario netto, per tenere conto delle attivita di gestione di copertura del rischio di cambio, il Gruppo ha deciso di includere nella sua determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilita dei dati, si e reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021.

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro

	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	106.135	102.733	3.402	3,3%
- avviamento	13.742	13.821	(79)	-0,6%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.281	704	577	82,0%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.139)	(4.742)	(397)	-8,4%
Totale attività immobilizzate nette	**116.019**	**112.516**	**3.503**	**3,1%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	16.605	16.076	529	3,3%
- rimanenze	4.853	3.109	1.744	56,1%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(1.083)	(762)	(321)	-42,1%
- altre attività/(passività) correnti nette	(11.193)	(10.953)	(240)	-2,2%
- debiti commerciali	(17.641)	(16.959)	(682)	-4,0%
Totale capitale circolante netto	**(8.459)**	**(9.489)**	**1.030**	**10,9%**
Capitale investito lordo	**107.560**	**103.027**	**4.533**	**4,4%**
Fondi diversi:				
- benefíci ai dipendenti	(2.202)	(2.724)	522	19,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(5.997)	(6.548)	551	8,4%
Totale fondi diversi	**(8.199)**	**(9.272)**	**1.073**	**11,6%**
Attività nette possedute per la vendita	**2.789**	**280**	**2.509**	**-**
Capitale investito netto	**102.150**	**94.035**	**8.115**	**8,6%**
Patrimonio netto complessivo	**42.082**	**42.342**	**(260)**	**-0,6%**
Indebitamento finanziario netto[1]	**60.068**	**51.693**	**8.375**	**16,2%**

(1) Ai fini di una migliore esposizione dell'indebitamento finanziario netto, per tenere conto delle attività di gestione di copertura del rischio di cambio, il Gruppo ha deciso di includere nella sua determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021.

Le *attività materiali e immateriali* aumentano essenzialmente per gli investimenti del periodo (13.173 milioni di euro), per l'acquisto di ERG Hydro e per il positivo andamento dei cambi. Tali impatti sono stati parzialmente compensati dalle variazioni di perimetro derivanti prevalentemente dalle cessioni di Enel Transmisión Chile, Enel Russia, Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), CGT Fortaleza e talune società in Australia e dalle classificazioni a discontinued operation delle attività in Romania e Grecia e a held for sale delle attività afferenti alle società argentine Enel Generación Costanera SA e Central Dock Sud SA.

L'*avviamento* si riduce prevalentemente per le sopra citate cessioni e classificazioni di talune società a held for sale e discontinued operation. Tali effetti sono parzialmente compensati dal positivo andamento dei cambi.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* si incrementano soprattutto in conseguenza delle variazioni di perimetro di consolidamento per la cessione parziale con perdita di controllo di Gridspertise e di parte di EGP Sudafrica, per l'operazione Mooney che ha comportato la rilevazione di una nuova joint venture valutata a equity e per gli adeguamenti di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla cessione di Ufinet.

Il **capitale circolante netto** si è incrementato prevalentemente per le rimanenze di gas e di altre commodity in generale, che riflette l'incremento dei prezzi registrato nel corso del 2022.

Le **attività nette possedute per la vendita** si sono incrementate principalmente per effetto della classificazione a discontinued operation delle società rumene e greche e della classificazione ad held for sale delle società argentine Enel Generación Costanera SA e Central Dock Sud SA.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2022 è pari a 102.150 milioni di euro ed è finanziato dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 42.082 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 60.068 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2022, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,43 (1,22 al 31 dicembre 2021).

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**2022-2021**	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	15.261	12.579	2.682	21,3%
- obbligazioni	50.079	39.099	10.980	28,1%
- debiti verso altri finanziatori[1]	2.851	2.942	(91)	-3,1%
Indebitamento a lungo termine	*68.191*	*54.620*	*13.571*	*24,8%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.213)	(2.692)	(1.521)	-56,5%
Indebitamento netto a lungo termine	**63.978**	**51.928**	**12.050**	**23,2%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	890	989	(99)	-10,0%
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.320	1.329	(9)	-0,7%
Indebitamento bancario a breve termine	*2.210*	*2.318*	*(108)*	*-4,7%*
Obbligazioni (quota a breve)	1.612	2.700	(1.088)	-40,3%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	333	342	(9)	-2,6%
Commercial paper	13.838	10.708	3.130	29,2%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.513	918	595	64,8%
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	1.721	363	1.358	-
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*19.017*	*15.031*	*3.986*	*26,5%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(2.838)	(1.538)	(1.300)	-84,5%
Crediti finanziari - cash collateral	(8.319)	(6.485)	(1.834)	-28,3%
Altri crediti finanziari a breve termine	(2.266)	(356)	(1.910)	-
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(11.119)	(8.946)	(2.173)	-24,3%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(24.542)*	*(17.325)*	*(7.217)*	*-41,7%*
Indebitamento netto a breve termine	**(3.315)**	**24**	**(3.339)**	**-**
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti	(595)	(259)	(336)	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[3]	**60.068**	**51.693**	**8.375**	**16,2%**
Indebitamento finanziario relativo alle attività nette possedute per la vendita	**892**	**699**	**193**	**27,6%**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti dello Stato patrimoniale.
(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 60.068 milioni di euro al 31 dicembre 2022, registra un incremento di 8.375 milioni di euro rispetto ai 51.693 milioni di euro del 31 dicembre 2021, dovuto principalmente: (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (14.503 milioni di euro comprensivi di 156 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), inclusi i contract asset, (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 5.024 milioni di euro, comprensivi di coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 123 milioni di euro, (iii) all'acquisto di ERG Hydro per complessivi 1.196 milioni di euro, al netto della cassa acquisita, (iv) allo sfavorevole andamento dei cambi per 1.054 milioni di euro, e (v) all'incremento del debito per leasing per 445 milioni di euro.
I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa, la cessione di alcune partecipazioni ritenute non più strategiche e la riclassifica di alcune partecipazioni come disponibili per la vendita o discontinued operation (principalmente in Romania e Grecia) hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

Si fa presente che, al fine di fornire una migliore rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto, il Gruppo ha deciso di includere il fair value dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso terze parti.

Al 31 dicembre 2022 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 17.449 milioni di euro rispetto all'anno precedente, è pari a 89.418 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	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	71.026	18.392	89.418	58.651	13.318	71.969
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*42.561*	*13.977*	*56.538*	*28.973*	*10.474*	*39.447*
Finaziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo (%)			63%			55%

Più specificamente, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 71.026 milioni di euro, di cui 42.561 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 51.691 milioni di euro, di cui 29.661 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili, in aumento di 9.892 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. La movimentazione dei prestiti obbligazionari è stata determinata principalmente dalle seguenti emissioni sustainability-linked, effettuate nel corso del 2022:
  - emissione multitranche da parte di Enel Finance International per un valore totale di 2.750 milioni di euro avvenuta nel mese di gennaio;
  - emissione da parte di Enel Finance International di 750 milioni di sterline (equivalenti a 845 milioni di euro al 31 dicembre 2022) avvenuta nel mese di aprile;
  - emissione multitranche da parte di Enel Finance International per un valore totale di 3.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.279 milioni di euro al 31 dicembre 2022) avvenuta nel mese di giugno;
  - emissione da parte di Enel Finance International di 1.000 milioni di euro avvenuta nel mese di settembre;
  - emissione da parte di Enel Finance America di 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 937 milioni di euro al 31 dicembre 2022) avvenuta nel mese di ottobre;
  - emissione multitranche da parte di Enel Finance International di 3.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 2.811 milioni di euro al 31 dicembre 2022) avvenuta nel mese di ottobre;
- finanziamenti bancari pari a 16.151 milioni di euro, di cui 12.900 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti aumentano di 9.892 milioni di euro rispetto all'anno precedente per effetto principalmente dell'utilizzo di nuovi finanziamenti, solo parzialmente compensati dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:
  - un finanziamento sustainability-linked concesso da EKF e Citi a Enel Finance America utilizzato al 31 dicembre 2022 per 430 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 403 milioni di euro al 31 dicembre 2022);
  - finanziamenti legati a obiettivi di sostenibilità concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a varie società del Gruppo per un controvalore totale pari a 1.294 milioni di euro;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.184 milioni di euro, in diminuzione di 100 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un incremento di 5.074 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, è pari a 18.392 milioni di euro ed è costituito principalmente da commercial paper, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, pari a 13.838 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari a 28.755 milioni di euro, registrano un incremento di 8.738 milioni di euro rispetto a fine 2021 dovuto principalmente all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve (2.173 milioni di euro), degli altri crediti finanziari a breve (1.910 milioni di euro) e dei crediti finanziari per cash collateral (1.834 milioni di euro).

I **derivati netti su cambio connesso a finanziamenti**, pari a 595 milioni di euro al 31 dicembre 2022, fanno riferimento al fair value dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso terze parti; per un maggior approfondimento sulla classificazione di tali derivati si rimanda alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting" del Bilancio consolidato.

Finanza sostenibile

In Enel, la finanza sostenibile costituisce una leva chiave al fine di creare valore economico e finanziario; le nuove emissioni obbligazionarie sustainability-linked, unitamente a tutte le operazioni di finanza sostenibile strutturate nel corso 2022, hanno consentito di raggiungere alla fine dell'anno un rapporto tra fonti di finanziamento sostenibili e debito lordo complessivo del Gruppo pari al 63%.
La finanza sostenibile raccoglie capitali pubblici e privati veicolandoli verso investimenti sostenibili e avvicinando così il raggiungimento dei relativi obiettivi di sviluppo.
Nel 2020 Enel è stata la prima società al mondo a includere nei propri contratti di funding un meccanismo che collega il costo del finanziamento al raggiungimento di uno o più target di sostenibilità individuati nel "Sustainability-Linked Financing Framework", un documento che allarga l'approccio sustainability-linked a tutti gli strumenti di indebitamento finanziario. Sono stati definiti indicatori, target e princípi che disciplinano lo sviluppo della finanza sostenibile in tutto il Gruppo, legando la strategia finanziaria agli obiettivi di sostenibilità. Il "Sustainability-Linked Financing Framework" viene aggiornato annualmente, coerentemente con gli obiettivi definiti nel Piano Strategico del Gruppo. Nell'ultimo Framework è stato anticipato dal 2050 al 2040 l'obiettivo di ridurre del 100% la "Scope 1 GHG emissions Intensity relating to Power Generation (gCO_{2eq}/kWh)"[40].
Si segnala inoltre che, a febbraio 2023, nell'ambito delle azioni volte al raggiungimento dell'SDG 7 e dell'SDG 13 e dell'EU Environmental Objective of Climate Change Mitigation, sono stati inseriti tre nuovi indicatori ("Scope 1 and 3 GHG emissions Intensity relating to Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)", "Absolute Scope 3 GHG emissions relating to Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)" e "Proportion of CAPEX aligned to the EU Taxonomy (%)").
Gli strumenti finanziari e le operazioni finanziarie del Gruppo possono pertanto avere un tasso di interesse o altri termini finanziari o strutturali legati al raggiungimento di obiettivi in tema di riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas serra (SDG 13 "Lotta contro il cambiamento climatico") o in tema di crescita della capacità installata alimentata da fonti rinnovabili (SDG 7 "Energia pulita e accessibile"), o alla percentuale delle spese per investimenti, effettuate in un determinato periodo, in attività che si qualificano come sostenibili dal punto di vista ambientale secondo i criteri di cui all'art. 3 del regolamento sulla tassonomia dell'UE (2020/852).

Di seguito si riportano i KPI e i Target inclusi nell'ultimo aggiornamento del "Sustainability-Linked Financing Framework" di Enel, pubblicato a febbraio 2023.

	Actual values	Target					
	2022	2022	2023	2024	2025	2030	2040
Scope 1 GHG emissions Intensity relating to Power Generation (gCO_{2eq}/kWh)	229		148	140	130	72	0
Scope 1 and 3 GHG emissions Intensity relating to Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	218				135	73	0
Absolute Scope 3 GHG emissions relating to Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)	22,9				20,9	11,4	0
Renewable Installed Capacity Percentage (%)[41]	63,1%	60%	65%	66%	76%	85%	100%
Proportion of CAPEX aligned to the EU Taxonomy (%)	81,9%		>80%				

L'andamento degli indicatori riportati in tabella è periodicamente verificato da un External Verifier ed è pubblicato da Enel nei Bilanci annuali e di Sostenibilità.

(40) Si consideri che nelle precedenti versioni il KPI "Scope 1 GHG emissions Intensity relating to Power Generation (gCO_{2eq}/kWh)" era definito come "Direct Greenhouse Gas Emissions Amount (Scope 1)".
(41) Dal calcolo sono esclusi 531,1 MW di capacità acquistata, derivanti da centrali acquisite dal Gruppo, secondo quanto previsto dalla documentazione contrattuale dei singoli strumenti.

Nel 2022 la percentuale di capacità installata rinnovabile è risultata pari al 63,1%, consentendo il raggiungimento dell'obiettivo fissato a una soglia minima del 60%. Si segnala, in particolare, il raggiungimento degli obiettivi contenuti nei primi prestiti obbligazionari sustainability-linked emessi da Enel Finance International nel 2020 sul mercato in sterline.

Nel 2022 il Gruppo ha continuato a perseguire una strategia di sviluppo orientata verso la finanza sostenibile, con operazioni strutturate per più di 23 miliardi di euro equivalenti.
Nello specifico, il Gruppo, attraverso le sue controllate finanziarie Enel Finance International e, per la prima volta, Enel Finance America, ha emesso obbligazioni sustainability-linked in diversi mercati e valute per un controvalore di circa 12,1 miliardi di euro[42].
A maggio 2022, Enel ed Enel Finance International hanno aumentato l'importo dell'attuale "Sustainability-Linked Revolving Credit Facility", la più grande linea di credito sostenibile al mondo, legata all'SDG 13, da 10 miliardi di euro a 13,5 miliardi di euro.
Ad aprile 2022, Enel Finance International ha rinnovato e incrementato, da 6 a 8 miliardi di euro, il proprio programma di commercial paper, legato al KPI "Scope 1 GHG emissions Intensity relating to Power Generation" pari o inferiore a 148 gCO_{2eq}/kWh entro il 2023 e pari o inferiore a 140 gCO_{2eq}/kWh entro il 2024.
Inoltre, Enel ha sottoscritto accordi con diverse controparti finanziarie per strumenti derivati e garanzie sostenibili, entrambi legati alla capacità del Gruppo di raggiungere i propri obiettivi di sostenibilità negli anni successivi.
Da segnalare infine, a febbraio 2023, il lancio da parte di Enel Finance International di un Sustainability-Linked Bond in due tranche per un totale di 1,5 miliardi di euro: la nuova emissione, per la prima volta al mondo, ha coniugato un indicatore legato alla tassonomia dell'UE con un altro connesso agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite, prevedendo altresì obiettivi di completa decarbonizzazione.

Nell'ambito della finanza pubblica il Gruppo supporta il piano di ripresa economica e mira a diventare un partner strategico per l'adozione del Green Deal e del Recovery Plan a livello sia europeo sia nazionale. L'obiettivo è guidare una ripresa sostenibile, rapida ed efficace, attraverso un'ampia pipeline di progetti cantierabili incentrati su decarbonizzazione, reti elettriche ed elettrificazione, e che permettono di accelerare la transizione verde e digitale dell'economia europea con un impatto significativo in termini di Prodotto Interno Lordo, occupazione e riduzione di emissioni CO_2 e in pieno allineamento con la tassonomia europea.
A tal fine, il Gruppo ha identificato potenziali iniziative per circa 4,3 miliardi di euro di investimenti per il periodo 2023-2030, con relativo impatto attraverso sia il modello di Ownership sia quello di Stewardship. Tali iniziative sono incentrate su idrogeno verde, rinnovabili e storage, rilancio dell'industria manufatturiera del fotovoltaico, smart grid, resilienza delle reti e infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. Il Gruppo ha anche promosso partnership con soggetti sia pubblici sia privati, in ottica di decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi mediante la diffusione di flotte di bus elettrici, la transizione verso i porti verdi e la promozione dell'efficienza energetica negli edifici pubblici.
Inoltre, nel contesto dei finanziamenti agevolati provenienti da istituzioni finanziarie internazionali e nazionali, il Gruppo sta guidando un processo di innovazione volto ad accelerare la mobilitazione di capitali a sostegno della crescita sostenibile, tramite l'impiego di strumenti finanziari sustainability-linked.
Più in particolare, nel corso del 2022 il Gruppo ha firmato prestiti agevolati per un totale di 1,8 miliardi di euro che prevedono, sulla scia della finanza privata, l'inclusione di meccanismi sustainability-linked legati all'SDG 13. Tra le principali operazioni, si segnala il primo accordo di finanziamento sustainability-linked tra EKF (agenzia di credito all'esportazione danese) ed Enel Finance America per complessivi 800 milioni di dollari.

Nei prossimi anni Enel continuerà ad avvalersi di strumenti di finanza sostenibile, con l'obiettivo di raggiungere una quota di debito sostenibile sul totale dell'indebitamento di Gruppo pari a circa il 70% nel 2025.

(42) A giugno 2022, Enel Finance International ha lanciato un'emissione obbligazionaria multi-tranche sul mercato in dollari statunitensi, una delle quali è stata legata, per la prima volta per una multinazionale dell'energia, all'obiettivo del Gruppo di raggiungere zero emissioni di "Scope 1 GHG emissions Intensity relating to Power Generation" entro il 2040.

Partecipazione ai tavoli internazionali per promuovere la finanza sostenibile

Si conferma l'attenzione sulla finanza sostenibile e si rafforza l'impegno di Enel con stakeholder chiave globali attraverso la co-presidenza della CFO Coalition for the SDGs del Global Compact delle Nazioni Unite e la partecipazione alla Global Investors for Sustainable Development (GISD) Alliance dell'ONU.
Dopo il lancio dei "Principles on Integrated SDG Investments and Finance", la CFO Coalition ha focalizzato il suo lavoro sull'analisi dei target stabiliti dalle aziende sugli SDG e i relativi indicatori, su casi aziendali per l'implementazione della strategia su SDG finance & investments e sullo sviluppo di profili per macrosettore. In tale contesto, i CFO hanno investito più di 110 miliardi di dollari a supporto degli SDG traguardando un incremento del 55% in SDG finance rispetto all'anno precedente. Inoltre, è stato istituito un Advisory Board, dove Enel è presente, che fornirà competenze settoriali e geografiche, aiuterà a coordinare gli scambi tra i CFO e la più ampia comunità della finanza sostenibile su temi specifici e fornirà indicazioni e contatti per il reclutamento di nuovi membri della Coalizione.

Si segnalano inoltre i risultati ottenuti dalla collaborazione con la GISD Alliance, come l'aggiornamento del Model Mandate, ovvero una guida rivolta ai proprietari di asset per garantire che gli obiettivi di gestione e sostenibilità siano pienamente riflessi negli accordi e nei contratti con i gestori di tali asset. Inoltre, essendo Enel tra i membri della GISD Alliance, è stato fornito contributo allo joint statement dell'Alleanza in risposta alla consultazione pubblica lanciata dall'International Sustainability Standards Board (ISSB) in materia di rendicontazione sulla sostenibilità.
Notevole è anche il lavoro svolto a livello europeo attraverso il nostro stakeholder di riferimento, CSR Europe. Infatti, in occasione dello European SDG Summit 2022, Enel ha partecipato alle roundtable: "The Role of Double Materiality in Sustainability Reporting" su come la doppia materialità è integrata nella CSRD e in che modo le aziende vi si possono approcciare, e "The Challenge of Circularity in the Green Transition" su economia circolare e transizione energetica.

Flussi finanziari

Per maggiori dettagli sui flussi finanziari dell'anno si rimanda alla nota 46 del Bilancio consolidato.

Investimenti

Milioni di euro

	2022	2021[1]	2022-2021	
Generazione Termoelettrica e Trading	990	822	168	20,4%
Enel Green Power	6.386	5.662	724	12,8%
Enel Grids	5.547	5.296	251	4,7%
Mercati finali	721	643	78	12,1%
Enel X	371	285	86	30,2%
Holding, Servizi e Altro	332	289	43	14,9%
Totale[2]	**14.347**	**12.997**	**1.350**	**10,4%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) La voce non include 156 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (111 milioni di euro nel 2021).

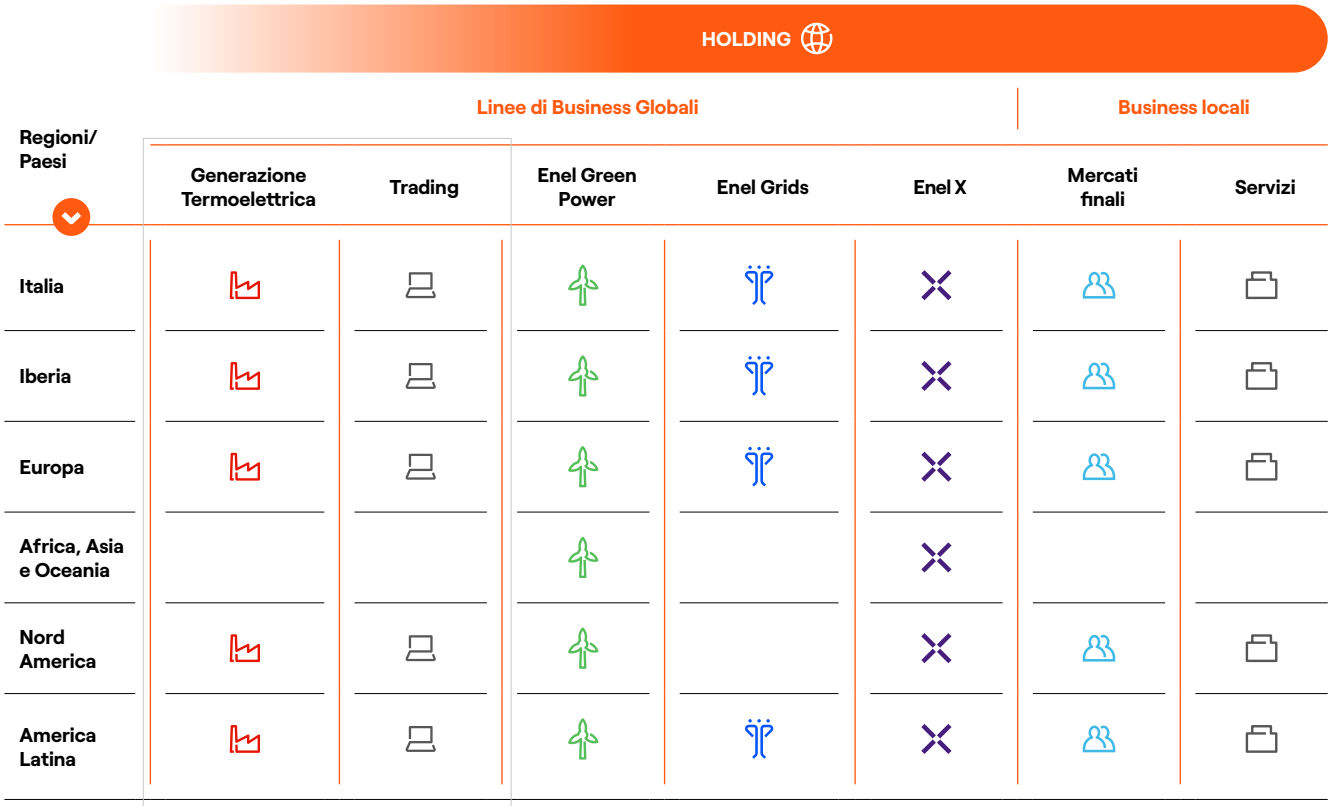
Gli investimenti aumentano di 1.350 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
In linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, guidato da obiettivi di efficienza energetica e di transizione energetica, il Gruppo Enel ha investito soprattutto nelle rinnovabili. In particolare, l'aumento ha riguardato soprattutto l'Italia (415 milioni di euro), il Canada (189 milioni di euro), il Perù (159 milioni di euro), la Spagna (120 milioni di euro), il Cile (63 milioni di euro), l'Australia (40 milioni di euro), la Colombia (13 milioni di euro) e il Brasile (24 milioni di euro anche grazie al positivo effetto cambi). Tali aumenti sono solo in parte mitigati dai minori investimenti in India (102 milioni di euro), Sudafrica (71 milioni di euro), Messico (21 milioni di euro), Panama (12 milioni di euro) e Guatemala (7 milioni di euro).
Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli e quindi investire sulla resilienza delle reti, in aumento sono risultati anche gli investimenti della distribuzione.
Maggiori sono gli investimenti della distribuzione in Italia (160 milioni di euro), in Brasile (157 milioni di euro) principalmente per manutenzione correttiva e affidabilità della rete, e in Perù (16 milioni di euro). Tali effetti sono in parte compensati da minori investimenti in Spagna, Cile e Colombia.
In aumento sono gli investimenti nella Linea di Business dei Mercati finali, soprattutto in Italia (33 milioni di euro) e Spagna (52 milioni di euro) essenzialmente per attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.
L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia per 27 milioni di euro nei business e-City ed e-Home, in Nord America (25 milioni di euro) e in Australia (9 milioni di euro) per effetto dei maggiori Capex industriali del Battery Energy Storage per la realizzazione di nuovi progetti, in Brasile (11 milioni di euro) per l'effetto combinato relativo alle maggiori spese sostenute nei business Smart Lighting, e-Home e Distributed Energy (avvio di nuovi progetti PV-Fotovoltaico), in Perù (12 milioni di euro) nel business dell'illuminazione pubblica, in Colombia (7 milioni di euro) a seguito dell'avvio di nuovi progetti nel business Distributed Energy (PV-Fotovoltaico) e in Spagna nel business e-Home (5 milioni di euro).
La crescita degli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading (168 milioni di euro), soprattutto in Italia e America Latina, è ascrivibile alla riconversione di taluni impianti a carbone in impianti a gas a più basse emissioni di CO_2.

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

La rappresentazione dei risultati economici per Linea di Business è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.
In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.
La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Enel Grids, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro) e Aree Geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).

Risultati per Settore primario (Linea di Business) del 2022 e del 2021

Risultati 2022[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	53.239	6.669	19.806	58.478	2.143	182	140.517	-	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	23.096	2.498	3.226	3.674	66	2.053	34.613	(34.613)	-
Totale ricavi	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**62.152**	**2.209**	**2.235**	**175.130**	**(34.613)**	**140.517**
Risultati netti da contratti su commodity	551	183	-	1.608	(13)	(5)	2.324	41	2.365
Margine operativo lordo	**5.697**	**3.477**	**9.114**	**1.243**	**652**	**(273)**	**19.910**	**8**	**19.918**
Ammortamenti e impairment	1.312	1.507	3.782	1.543	308	273	8.725	-	8.725
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(300)**	**344**	**(546)**	**11.185**	**8**	**11.193**
Investimenti	**990[2]**	**6.386[3]**	**5.547[4]**	**721**	**371[5]**	**332**	**14.347**	**-**	**14.347**

(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 riclassificati come disponibili per la vendita o discontinued operation.
(3) Il dato non include 42 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita o discontinued operation.
(4) Il dato non include 110 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita o discontinued operation.
(5) Il dato non include 2 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita o discontinued operation.

Risultati 2021[1] [2] [3]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.334	7.011	16.994	36.097	1.372	1.911	85.719	-	85.719
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.269	2.161	3.248	1.302	56	2.101	19.137	(19.137)	-
Totale ricavi	**32.603**	**9.172**	**20.242**	**37.399**	**1.428**	**4.012**	**104.856**	**(19.137)**	**85.719**
Risultati netti da contratti su commodity	537	(55)	-	2.006	-	(3)	2.485	38	2.523
Margine operativo lordo	**813**	**4.570**	**7.100**	**3.033**	**326**	**1.360**	**17.202**	**31**	**17.233**
Ammortamenti e impairment	3.455	1.619	2.774	1.310	232	292	9.682	-	9.682
Risultato operativo	**(2.642)**	**2.951**	**4.326**	**1.723**	**94**	**1.068**	**7.520**	**31**	**7.551**
Investimenti	**822**	**5.662[4]**	**5.296**	**643**	**285**	**289**	**12.997**	**-**	**12.997**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(3) I dati relativi alla business line Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(4) Il dato non include 111 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita o discontinued operation.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi. Nella seguente tabella il margine operativo lordo ordinario è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Linea di Business, ma anche per Area Geografica.

Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda quindi al capitolo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Margine operativo lordo ordinario[1] [2]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	2022	2021	2022-2021	2022	2021	2022-2021	2022	2021	2022-2021
Italia	**2.735**	**464**	**2.271**	**(562)**	**1.184**	**(1.746)**	**3.707**	**3.836**	**(129)**
Iberia	**2.583**	**844**	**1.739**	**631**	**840**	**(209)**	**1.621**	**1.877**	**(256)**
America Latina	**737**	**350**	**387**	**2.372**	**1.809**	**563**	**2.445**	**1.810**	**635**
Argentina	*76*	*97*	*(21)*	*21*	*24*	*(3)*	*88*	*3*	*85*
Brasile	*81*	*132*	*(51)*	*506*	*334*	*172*	*1.489*	*1.120*	*369*
Cile	*399*	*(49)*	*448*	*798*	*536*	*262*	*168*	*144*	*24*
Colombia	*29*	*58*	*(29)*	*674*	*601*	*73*	*487*	*385*	*102*
Perù	*154*	*114*	*40*	*203*	*141*	*62*	*213*	*158*	*55*
Panama	*(2)*	*(2)*	*-*	*102*	*127*	*(25)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*68*	*46*	*22*	*-*	*-*	*-*
Europa	**45**	**81**	**(36)**	**244**	**177**	**67**	**(61)**	**96**	**(157)**
Romania	*(8)*	*(2)*	*(6)*	*140*	*82*	*58*	*(61)*	*96*	*(157)*
Russia	*53*	*83*	*(30)*	*18*	*5*	*13*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*86*	*90*	*(4)*	*-*	*-*	*-*
Nord America	**(20)**	**(39)**	**19**	**988**	**699**	**289**	**-**	**-**	**-**
Stati Uniti e Canada	*(19)*	*(35)*	*16*	*907*	*627*	*280*	*-*	*-*	*-*
Messico	*(1)*	*(4)*	*3*	*81*	*72*	*9*	*-*	*-*	*-*
Africa, Asia e Oceania	**-**	**-**	**-**	**93**	**110**	**(17)**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	*-*	*-*	*-*	*73*	*82*	*(9)*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*17*	*3*	*14*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*3*	*25*	*(22)*	*-*	*-*	*-*
Altro	**14**	**2**	**12**	**13**	**(4)**	**17**	**564**	**44**	**520**
Totale	**6.094**	**1.702**	**4.392**	**3.779**	**4.815**	**(1.036)**	**8.276**	**7.663**	**613**

(1) Il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al capitolo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".
(2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Mercati finali			Enel X			Holding, Servizi e Altro			Totale		
2022	2021	2022-2021	2022	2021	2022-2021	2022	2021	2022-2021	2022	2021	2022-2021
448	**2.311**	**(1.863)**	**122**	**153**	**(31)**	**50**	**34**	**16**	**6.500**	**7.982**	**(1.482)**
356	**547**	**(191)**	**76**	**62**	**14**	**(20)**	**21**	**(41)**	**5.247**	**4.191**	**1.056**
435	**263**	**172**	**127**	**94**	**33**	**(119)**	**(79)**	**(40)**	**5.997**	**4.247**	**1.750**
30	*12*	*18*	*5*	*5*	*-*	*(3)*	*(3)*	*-*	*217*	*138*	*79*
233	*136*	*97*	*4*	*1*	*3*	*(23)*	*(18)*	*(5)*	*2.290*	*1.705*	*585*
67	*44*	*23*	*18*	*21*	*(3)*	*(93)*	*(57)*	*(36)*	*1.357*	*639*	*718*
77	*49*	*28*	*74*	*50*	*24*	*-*	*-*	*-*	*1.341*	*1.143*	*198*
28	*22*	*6*	*26*	*17*	*9*	*-*	*(1)*	*1*	*624*	*451*	*173*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*100*	*125*	*(25)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*68*	*46*	*22*
(126)	**(41)**	**(85)**	**50**	**19**	**31**	**(5)**	**5**	**(10)**	**147**	**337**	**(190)**
(126)	*(41)*	*(85)*	*17*	*11*	*6*	*(1)*	*7*	*(8)*	*(39)*	*153*	*(192)*
-	*-*	*-*	*1*	*-*	*1*	*-*	*-*	*-*	*72*	*88*	*(16)*
-	*-*	*-*	*32*	*8*	*24*	*(4)*	*(2)*	*(2)*	*114*	*96*	*18*
4	**6**	**(2)**	**(6)**	**36**	**(42)**	**(24)**	**(15)**	**(9)**	**942**	**687**	**255**
-	*-*	*-*	*(6)*	*36*	*(42)*	*(24)*	*(15)*	*(9)*	*858*	*613*	*245*
4	*6*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*84*	*74*	*10*
-	**-**	**-**	**(7)**	**2**	**(9)**	**(3)**	**(2)**	**(1)**	**83**	**110**	**(27)**
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*73*	*82*	*(9)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*17*	*3*	*14*
-	*-*	*-*	*(7)*	*2*	*(9)*	*(3)*	*(2)*	*(1)*	*(7)*	*25*	*(32)*
5	**-**	**5**	**311**	**(10)**	**321**	**(140)**	**1.624**	**(1.764)**	**767**	**1.656**	**(889)**
1.122	**3.086**	**(1.964)**	**673**	**356**	**317**	**(261)**	**1.588**	**(1.849)**	**19.683**	**19.210**	**473**

Generazione Termoelettrica e Trading



Mauro, Referente Piombino, Livorno, Isola d'Elba, Enel Green Power e Thermal Generation Italia – Ex centrale termoelettrica di Piombino, sito in riqualificazione nell'ambito del percorso di transizione energetica.

Generazione Termoelettrica e Trading

31 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA
-4,6% da impianti a carbone rispetto al 2021

115,3 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
+42,3% da impianti a carbone rispetto al 2021

€ 6.094 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 1.702 milioni nel 2021

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2022	2021	2022-2021	
Impianti a carbone	19.722	13.858	5.864	42,3%
Impianti a olio combustibile e turbogas	14.652	22.709	(8.057)	-35,5%
Impianti a ciclo combinato	54.436	51.718	2.718	5,3%
Impianti nucleari	26.508	25.504	1.004	3,9%
Totale produzione netta	**115.318**	**113.789**	**1.529**	**1,3%**
- di cui Italia	*30.149*	*23.808*	*6.341*	*26,6%*
- di cui Iberia	*52.674*	*44.799*	*7.875*	*17,6%*
- di cui America Latina	*22.439*	*23.934*	*(1.495)*	*-6,2%*
- di cui Europa	*10.056*	*21.248*	*(11.192)*	*-52,7%*

L'incremento della produzione termoelettrica è attribuibile essenzialmente:

- a un aumento della generazione da impianti a ciclo combinato per 2.718 milioni di kWh, registrato prevalentemente in Iberia;
- a un aumento della generazione da impianti a carbone per 5.864 milioni di kWh, riconducibile principalmente alla necessità di compensare una scarsa idraulicità, in Italia e Spagna, dovuta alle avverse condizioni atmosferiche che hanno penalizzato fortemente la produzione idroelettrica nel 2022.

Tale incremento è stato in parte compensato dalla minore produzione da impianti a ciclo combinato registrata in Argentina, dal decremento della produzione da impianti a carbone in America Latina nonché dal decremento della produzione sia da impianti a olio combustibile e turbogas sia da impianti a ciclo combinato in Europa conseguente la cessione dell'intera partecipazione detenuta nel capitale sociale di PJSC Enel Russia.

Potenza efficiente netta installata

MW

	2022	2021	2022-2021	
Impianti a carbone	6.590	6.910	(320)	-4,6%
Impianti a olio combustibile e turbogas	7.204	11.715	(4.511)	-38,5%
Impianti a ciclo combinato	13.895	15.039	(1.144)	-7,6%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	**31.017**	**36.992**	**(5.975)**	**-16,2%**
- di cui Italia	*11.569*	*11.569*	-	-
- di cui Iberia	*12.751*	*12.751*	-	-
- di cui America Latina	*6.697*	*7.396*	*(699)*	*-9,5%*
- di cui Europa	-	*5.276*	*(5.276)*	-

La potenza efficiente netta installata relativa a centrali termoelettriche al 31 dicembre 2022 si è attestata a 31.017 MW, registrando un decremento di 5.975 MW rispetto a quanto rilevato alla fine dell'esercizio 2021, principalmente riconducibile alla cessione di CGT Fortaleza in Brasile, alla dismissione della centrale di Bocamina II in Cile nonché alla cessione dell'intera partecipazione detenuta nel capitale sociale di PJSC Enel Russia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	76.335	32.603[1]	43.732	-
Margine operativo lordo	5.697	813[1]	4.884	-
Margine operativo lordo ordinario	6.094	1.702	4.392	-
Risultato operativo	4.385	(2.642)[1]	7.027	-
Risultato operativo ordinario	5.253	729	4.524	-
Investimenti	990[2]	822	168	20,4%

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni di dettaglio della Generazione Termoelettrica e Trading relative ai soli ricavi della generazione termoelettrica e nucleare.

Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare

Milioni di euro

	2022	2021
Ricavi[1][2]		
Ricavi da generazione termoelettrica	24.155	12.952
- di cui da generazione a carbone	*6.500*	*1.904*
Ricavi da generazione nucleare	1.570	1.403
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	17,2%	15,1%
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	*4,6%*	*2,2%*
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,1%	1,6%

(1) I ricavi oggetto di analisi si riferiscono a quelli di "settore" e comprendono le partite verso terzi e gli scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[(1)]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	55.389	22.816	32.573	-
Iberia	17.488	8.344	9.144	-
America Latina	3.858	2.390	1.468	61,4%
- di cui Argentina	*145*	*165*	*(20)*	*-12,1%*
- di cui Brasile	*959*	*957*	*2*	*0,2%*
- di cui Cile	*2.268*	*899*	*1.369*	-
- di cui Colombia	*218*	*186*	*32*	*17,2%*
- di cui Perù	*268*	*183*	*85*	*46,4%*
- di cui altri Paesi	-	-	-	-
Nord America	218	100	118	-
Europa	14	(3)	17	-
- di cui Romania	*14*	*(3)*	*17*	-
- di cui Russia	-	-	-	-
Altro	106	122	(16)	-13,1%
Elisioni e rettifiche	(738)	(1.166)	428	36,7%
Totale	**76.335**	**32.603**	**43.732**	**-**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I **ricavi** del 2022 sono pari a 76.335 milioni di euro, con un incremento di 43.732 milioni di euro rispetto a quelli del 2021. La variazione si riferisce principalmente:

- all'Italia, prevalentemente per l'aumento delle vendite di energia elettrica e di gas che riflette l'andamento al rialzo dei prezzi delle commodity, soprattutto del gas, e l'incremento della produzione di energia termoelettrica a compensazione della ridotta produzione idroelettrica per effetto del basso livello di precipitazioni registrate nell'esercizio corrente, nonché le strategie di ottimizzazione delle operazioni di vendita delle commodity energetiche;
- alla Spagna, per l'aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica connesso ai maggiori volumi e all'aumento dei prezzi medi, nonché per la remunerazione dei costi aggiuntivi relativi alla produzione di energia elettrica nei Territori Non Peninsulari (TNP), per 1.578 milioni di euro, in aumento di 1.013 milioni di euro rispetto al 2021, in attuazione dell'Ordinanza TED/1315/2022 del 23 dicembre 2022.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	2.735	464	2.271	-
Iberia	2.583	844	1.739	-
America Latina	737	350	387	-
- di cui Argentina	*76*	*97*	*(21)*	*-21,6%*
- di cui Brasile	*81*	*132*	*(51)*	*-38,6%*
- di cui Cile	*399*	*(49)*	*448*	-
- di cui Colombia	*29*	*58*	*(29)*	*-50,0%*
- di cui Perù	*154*	*114*	*40*	*35,1%*
- di cui altri Paesi	*(2)*	*(2)*	-	-
Nord America	(20)	(39)	19	48,7%
Europa	45	81	(36)	-44,4%
- di cui Romania	*(8)*	*(2)*	*(6)*	-
- di cui Russia	*53*	*83*	*(30)*	*-36,1%*
Altro	14	2	12	-
Totale	**6.094**	**1.702**	**4.392**	**-**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** del 2022 di 4.392 milioni di euro è riferibile principalmente alla maggiore produzione da fonte termoelettrica conseguente alla scarsa idraulicità del periodo, combinata ai prezzi medi crescenti di vendita applicati in Italia e Spagna, nonché alla gestione ottimale delle strategie di copertura del rischio prezzo su commodity in Italia.

Il **margine operativo lordo** pari a 5.697 milioni di euro (813 milioni di euro nel 2021) si incrementa di 4.884 milioni di euro rispetto al 2021. Le principali partite non ordinarie rilevate nel corso del 2022 sono relative:

- agli oneri per transizione energetica e digitalizzazione (212 milioni di euro) principalmente relativi all'adeguamento di valore dei magazzini combustibili dell'impianto a carbone di Bocamina II in Cile nonché all'accantonamento effettuato in Enel Produzione a fronte degli oneri connessi alla riconversione di alcuni impianti;
- alla minusvalenza relativa alla cessione di CGT Fortaleza in Brasile (135 milioni di euro) e oneri accessori alla vendita (2 milioni di euro);
- alla riclassifica come discontinued operation di alcune società, principalmente in Russia (42 milioni di euro).

Nel 2021 le partite non ordinarie erano riconducibili a maggiori oneri per 889 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	2.591	265	2.326	-
Iberia	2.068	271	1.797	-
America Latina	571	180	391	-
- di cui Argentina	*4*	*27*	*(23)*	*-85,2%*
- di cui Brasile	*75*	*120*	*(45)*	*-37,5%*
- di cui Cile	*361*	*(91)*	*452*	-
- di cui Colombia	*12*	*41*	*(29)*	*-70,7%*
- di cui Perù	*122*	*86*	*36*	*41,9%*
- di cui altri Paesi	*(3)*	*(3)*	-	-
Nord America	(20)	(39)	19	48,7%
Europa	31	52	(21)	-40,4%
- di cui Romania	*(8)*	*(2)*	*(6)*	-
- di cui Russia	*39*	*54*	*(15)*	*-27,8%*
Altro	12	-	12	-
Totale	**5.253**	**729**	**4.524**	**-**

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei minori ammortamenti e impairment per 132 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** del 2022 pari a 4.385 milioni di euro (negativo per 2.642 milioni di euro nel 2021), oltre a quanto già commentato nel risultato operativo ordinario nonché nel margine operativo lordo, risente principalmente:

- degli adeguamenti di valore delle attività nette, classificate come disponibili per la vendita, afferenti a Costanera e Dock Sud, in Argentina, rispettivamente per 174 milioni di euro e 116 milioni di euro;
- degli adeguamenti di valore derivanti dalla cessione di CGT Fortaleza, in Brasile, per 73 milioni di euro;
- degli adeguamenti di valore degli impianti relativi alla Sociedad Portuaria Central Cartagena, in Colombia, per 64 milioni di euro, afferenti al termine dell'attività commerciale che avverrà nel novembre 2023;
- della svalutazione di taluni impianti a carbone in Italia per 10 milioni di euro;
- dall'impairment su taluni progetti in Spagna per 45 milioni di euro.

Nel 2021 le partite non ordinarie erano riconducibili a maggiori oneri per 3.371 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	408	303	105	34,7%
Iberia	272	334	(62)	-18,6%
America Latina	289	143	146	-
Nord America	7	8	(1)	-12,5%
Europa	14	34	(20)	-58,8%
Totale	**990**[(1)]	**822**	**168**	**20,4%**

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

L'incremento degli **investimenti**, pari a 168 milioni di euro, si riferisce principalmente all'Italia e all'America Latina ed è ascrivibile essenzialmente alla riconversione di alcuni impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica.

Enel Green Power



Davide, Shift Manager, Enel Green Power e Thermal Generation Italia – 3SUN Gigafactory, Catania, uno dei più grandi impianti di produzione di moduli fotovoltaici di nuova generazione in Europa.

Enel Green Power

53,6 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA
63,3%
della potenza totale del Gruppo

112,4 TWh
PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
+43,1%
da impianti solari rispetto al 2021

€ 3.779 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 4.815 milioni
nel 2021

€ 6.386 milioni(1)
INVESTIMENTI
+12,8%
rispetto al 2021

(1) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

IMC

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2022	2021	2022-2021	
Idroelettrica	51.728	57.001	(5.273)	-9,3%
Geotermoelettrica	6.117	6.086	31	0,5%
Eolica	43.255	37.791	5.464	14,5%
Solare	11.306	7.899	3.407	43,1%
Altre fonti	43	40	3	7,5%
Totale produzione netta	**112.449**	**108.817**	**3.632**	**3,3%**
- di cui Italia	*18.311*	*24.157*	*(5.846)*	*-24,2%*
- di cui Iberia	*12.041*	*12.794*	*(753)*	*-5,9%*
- di cui America Latina	*53.154*	*46.441*	*6.713*	*14,5%*
- di cui Europa	*2.458*	*2.488*	*(30)*	*-1,2%*
- di cui Nord America	*23.385*	*20.356*	*3.029*	*14,9%*
- di cui Africa, Asia e Oceania(1)	*3.100*	*2.581*	*519*	*20,1%*

(1) I dati del 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione dell'energia prodotta.

La produzione netta di energia elettrica nel 2022 registra un incremento rispetto al 2021 conseguente alla maggiore produzione da fonte eolica e solare, in parte compensata dalla minore produzione da fonte idroelettrica.
Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Brasile (+3.032 milioni di kWh) e negli Stati Uniti (+2.421 milioni di kWh), La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente in Cile (+925 milioni di kWh), Iberia (+788 milioni di kWh), Stati Uniti (+782 milioni di kWh), Brasile (+553 milioni di kWh) e India (+218 milioni di kWh).

La produzione da fonte idroelettrica ha registrato una forte riduzione a causa della minore idraulicità in Italia (-5.689 milioni di kWh) e Iberia (-1.645 milioni di kWh), in minima parte compensata dalla maggiore produzione in America Latina (+2.093 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	2022	2021	2022-2021	
Idroelettrica	28.355	27.847	508	1,8%
Geotermoelettrica	931	915	16	1,7%
Eolica	15.735	14.903	832	5,6%
Solare	8.534	6.395	2.139	33,4%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	**53.561**	**50.066**	**3.495**	**7,0%**
- di cui Italia	*14.683*	*14.040*	*643*	*4,6%*
- di cui Iberia	*9.293*	*8.390*	*903*	*10,8%*
- di cui America Latina	*17.827*	*16.506*	*1.321*	*8,0%*
- di cui Europa	*1.020*	*1.248*	*(228)*	*-18,3%*
- di cui Nord America	*9.532*	*7.941*	*1.591*	*20,0%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*1.206*	*1.941*	*(735)*	*-37,9%*

L'incremento della potenza efficiente netta installata è dovuto principalmente alla costruzione di nuovi impianti solari (+2,1 GW) prevalentemente in Cile, Colombia, Stati Uniti e Iberia, di nuovi impianti eolici (+0,83 GW) prevalentemente in Basile e Stati Uniti, nonché all'acquisizione di nuovi impianti idroelettrici in Italia.

Inoltre, sono stati dismessi impianti idroelettrici in Cile (-0,04 GW) e sono state cedute alcune società rinnovabili in Sudafrica determinando una riduzione della capacità eolica (-0,74 GW).

Risultati economici

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	9.167	9.172[1]	(5)	-0,1%
Margine operativo lordo	3.477	4.570[1]	(1.093)	-23,9%
Margine operativo lordo ordinario	3.779	4.815	(1.036)	-21,5%
Risultato operativo	1.970	2.951[1]	(981)	-33,2%
Risultato operativo ordinario	2.230	3.480	(1.250)	-35,9%
Investimenti	6.386[2]	5.662[3]	724	12,8%

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(2) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	2.149	2.725	(576)	-21,1%
Iberia	935	900	35	3,9%
America Latina	4.164	4.235	(71)	-1,7%
- di cui Argentina	*35*	*37*	*(2)*	*-5,4%*
- di cui Brasile	*739*	*1.551*	*(812)*	*-52,4%*
- di cui Cile	*2.076*	*1.375*	*701*	*51,0%*
- di cui Colombia	*822*	*884*	*(62)*	*-7,0%*
- di cui Perù	*201*	*141*	*60*	*42,6%*
- di cui Panama	*178*	*153*	*25*	*16,3%*
- di cui altri Paesi	*113*	*94*	*19*	*20,2%*
Nord America	1.702	1.147	555	48,4%
- di cui Stati Uniti e Canada	*1.424*	*971*	*453*	*46,7%*
- di cui Messico	*282*	*176*	*106*	*60,2%*
- elisioni area	*(4)*			
Europa	40	1	39	-
- di cui Romania	*28*	-	*28*	-
- di cui Russia	*11*	-	*11*	-
- di cui Grecia	-	-	-	-
- di cui altri Paesi	*1*	*1*	-	-
Africa, Asia e Oceania	196	175	21	12,0%
Altro	288	264	24	9,1%
Elisioni e rettifiche	(307)	(275)	(32)	-11,6%
Totale	**9.167**	**9.172**	**(5)**	**-0,1%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I **ricavi** sono sostanzialmente in linea con quelli registrati nel precedente esercizio. Le minori vendite registrate in Italia per la scarsa idraulicità e in Brasile per la riduzione dei prezzi di vendita sono state compensate principalmente dalle maggiori quantità vendute a prezzi medi crescenti prevalentemente in Cile e Nord America.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	(562)	1.184	(1.746)	-
Iberia	631	840	(209)	-24,9%
America Latina	2.372	1.809	563	31,1%
- di cui Argentina	*21*	*24*	*(3)*	*-12,5%*
- di cui Brasile	*506*	*334*	*172*	*51,5%*
- di cui Cile	*798*	*536*	*262*	*48,9%*
- di cui Colombia	*674*	*601*	*73*	*12,1%*
- di cui Perù	*203*	*141*	*62*	*44,0%*
- di cui Panama	*102*	*127*	*(25)*	*-19,7%*
- di cui altri Paesi	*68*	*46*	*22*	*47,8%*
Nord America	988	699	289	41,3%
- di cui Stati Uniti e Canada	*907*	*627*	*280*	*44,7%*
- di cui Messico	*81*	*72*	*9*	*12,5%*
Europa	244	177	67	37,9%
- di cui Romania	*140*	*82*	*58*	*70,7%*
- di cui Russia	*18*	*5*	*13*	-
- di cui Grecia	*88*	*95*	*(7)*	*-7,4%*
- di cui altri Paesi	*(2)*	*(5)*	*3*	*60,0%*
Africa, Asia e Oceania	93	110	(17)	-15,5%
Altro	13	(4)	17	-
Totale	**3.779**	**4.815**	**(1.036)**	**-21,5%**

La riduzione del **margine operativo lordo ordinario** nel corso del 2022 è sostanzialmente riferibile agli effetti della scarsa idraulicità registrata soprattutto in Italia e Spagna che ha causato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica oltreché maggiori costi di approvvigionamento sul mercato spot dell'energia elettrica per far fronte alla domanda contrattualizzata.
La maggiore produzione solare ed eolica registrata in Cile, Brasile e Nord America per i nuovi impianti entrati in funzione ha però in parte compensato gli effetti negativi sopra citati.

Il **margine operativo lordo** pari a 3.477 milioni di euro (4.570 milioni di euro nel 2021) risente dei costi (5 milioni di euro) sostenuti a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, per dispositivi di protezione individuale e per donazioni, della riclassifica come discontinued operation di alcune società (246 milioni di euro) e di 51 milioni di euro dovuti all'adeguamento di valore di alcuni progetti in Cile.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	(874)	902	(1.776)	-
Iberia	373	609	(236)	-38,8%
America Latina	1.942	1.448	494	34,1%
- di cui Argentina	*14*	*18*	*(4)*	*-22,2%*
- di cui Brasile	*378*	*253*	*125*	*49,4%*
- di cui Cile	*625*	*378*	*247*	*65,3%*
- di cui Colombia	*625*	*553*	*72*	*13,0%*
- di cui Perù	*168*	*107*	*61*	*57,0%*
- di cui Panama	*83*	*112*	*(29)*	*-25,9%*
- di cui altri Paesi	*49*	*27*	*22*	*81,5%*
Nord America	594	382	212	55,5%
- di cui Stati Uniti e Canada	*541*	*334*	*207*	*62,0%*
- di cui Messico	*53*	*48*	*5*	*10,4%*
Europa	190	114	76	66,7%
- di cui Romania	*123*	*61*	*62*	-
- di cui Russia	*14*	*(1)*	*15*	-
- di cui Grecia	*55*	*61*	*(6)*	*-9,8%*
- di cui altri Paesi	*(2)*	*(7)*	*5*	*71,4%*
Africa, Asia e Oceania	18	46	(28)	-60,9%
Altro	(13)	(21)	8	38,1%
Totale	**2.230**	**3.480**	**(1.250)**	**-35,9%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2022, in riduzione di 1.250 milioni di euro rispetto al 2021, risente di ammortamenti e perdite di valore per 1.549 milioni di euro (1.335 milioni di euro nel 2021). Questiultimi fanno riferimento principalmente ad ammortamenti di attività materiali, in aumento di 185 milioni di euro rispetto al 2021, per effetto dei nuovi impianti entrati in funzione nel periodo.

Il **risultato operativo** del 2022 pari a 1.970 milioni di euro (2.951 milioni di euro nel 2021) risente, sostanzialmente, degli stessi fenomeni citati nel risultato operativo ordinario.

Investimenti

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	821	406	415	-
Iberia	833	713	120	16,8%
America Latina	2.106	1.864	242	13,0%
Nord America	2.408	2.238	170	7,6%
Europa	51	204	(153)	-75,0%
Africa, Asia e Oceania	149	207	(58)	-28,0%
Altro	18	30	(12)	-40,0%
Totale	**6.386[1]**	**5.662[2]**	**724**	**12,8%**

(1) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** del 2022 registrano un incremento di 724 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- maggiori investimenti in Italia per 415 milioni di euro, prevalentemente in impianti solari e batterie;
- maggiori investimenti in America Latina pari a 242 milioni di euro, principalmente in impianti solari in Colombia, Cile, Perù, ed eolici in Perù;
- maggiori investimenti in Nord America per 170 milioni di euro, prevalentemente in impianti fotovoltaici e nello storage negli Stati Uniti;
- maggiori investimenti in Iberia per 120 milioni di euro, prevalentemente in impianti solari;
- minori investimenti in impianti eolici in Europa;
- minori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 58 milioni di euro, riferiti principalmente alla riduzione degli investimenti in impianti eolici in India, in parte compensati dai maggiori investimenti eolici in Australia.

Enel Grids



Enel Grids

507,7 TWh
ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL
510,6 TWh
nel 2021[1]

€ 8.276 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 7.663 milioni
nel 2021

€ 5.547 milioni[2]
INVESTIMENTI
38,7%
sul totale investimenti del Gruppo

(1) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale rideterminazione.
(2) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

IMC

Dati operativi

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

	2022	2021	2022-2021	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel[1]	507.660	510.560	(2.900)	-0,6%
- di cui Italia[1]	*220.379*	*226.923*	*(6.544)*	*-2,9%*
- di cui Iberia[1]	*131.813*	*131.184*	*629*	*0,5%*
- di cui America Latina	*139.921*	*136.407*	*3.514*	*2,6%*
- di cui Europa[1]	*15.547*	*16.046*	*(499)*	*-3,1%*
Utenti finali con smart meter attivi (n.)[1]	45.824.963	45.169.318	655.645	1,5%

(1) Il dato del 2021 ha subíto una rideterminazione.

Nel corso del 2022 si riscontra un decremento dell'energia trasportata sulla rete (-0,6%) da ricondursi principalmente:

- all'Italia (-2,9%), dove si registra un decremento della domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in bassa, media, alta e altissima tensione; lievemente ridotto rispetto all'anno precedente anche il dato dell'energia distribuita ad altri distributori;
- all'Europa (-3,1%), dove il decremento dell'energia distribuita è stato rilevato in Romania ed è attribuibile maggiormente al settore dei clienti residenziali.

Tale decremento è stato in parte mitigato dall'America Latina (2,6%), dove si riscontra un incremento dei volumi vettoriati principalmente in Argentina, Cile, Colombia, Perù e Brasile.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	2022	2021	2022-2021	
SAIFI (n. medio)				
Italia	*1,6*	*1,8*	*(0,2)*	*-11,1%*
Iberia	*1,3*	*1,4*	*(0,1)*	*-7,1%*
Argentina	*5,3*	*4,9*	*0,4*	*8,2%*
Brasile	*4,5*	*4,8*	*(0,3)*	*-6,3%*
Cile	*1,6*	*1,5*	*0,1*	*6,7%*
Colombia	*3,9*	*5,2*	*(1,3)*	*-25,0%*
Perù	*2,9*	*2,3*	*0,6*	*26,1%*
Romania	*2,7*	*2,9*	*(0,2)*	*-6,9%*

Durata media di interruzioni per cliente

	2022	2021	2022-2021	
SAIDI (minuti medi)				
Italia	*41,9*	*42,9*	*(1,0)*	*-2,3%*
Iberia[1]	*64,4*	*70,1*	*(5,7)*	*-8,1%*
Argentina	*892,0*	*797,3*	*94,7*	*11,9%*
Brasile	*547,3*	*607,9*	*(60,6)*	*-10,0%*
Cile	*159,0*	*152,3*	*6,7*	*4,4%*
Colombia	*320,0*	*401,4*	*(81,4)*	*-20,3%*
Perù	*607,7*	*413,9*	*193,8*	*46,8%*
Romania	*92,0*	*109,7*	*(17,7)*	*-16,1%*

(1) Il dato del 2021 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento in quasi tutte le aree geografiche anche se l'indicatore SAIDI relativo alle interruzioni in Argentina è tuttora elevato, in particolare per guasti ai sistemi di trasmissione di alta tensione non gestiti dal Gruppo. Inoltre, si registra un aumento delle interruzioni in Perù dovuto a interventi manutentivi ed eventi climatici avversi.

Perdite di rete

	2022	2021	2022-2021	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,7*	*4,7*	*-*	*-*
Iberia	*7,0*	*7,1*	*(0,1)*	*-1,4%*
Argentina	*17,1*	*18,0*	*(0,9)*	*-5,0%*
Brasile	*13,5*	*13,1*	*0,4*	*3,1%*
Cile	*5,1*	*5,2*	*(0,1)*	*-1,9%*
Colombia	*7,5*	*7,5*	*-*	*-*
Perù	*8,2*	*8,5*	*(0,3)*	*-3,5%*
Romania	*8,5*	*8,7*	*(0,2)*	*-2,3%*

Risultati economici

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	23.032	20.242[1]	2.790	13,8%
Margine operativo lordo	9.114	7.100[1]	2.014	28,4%
Margine operativo lordo ordinario	8.276	7.663	613	8,0%
Risultato operativo	5.332	4.326[1]	1.006	23,3%
Risultato operativo ordinario	5.254	4.813	441	9,2%
Investimenti	5.547[2]	5.296	251	4,7%

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(2) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[1]

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Italia	6.963	7.326	(363)	-5,0%
Iberia	2.258	2.489	(231)	-9,3%
America Latina	12.956	10.366	2.590	25,0%
- di cui Argentina	*1.000*	*688*	*312*	*45,3%*
- di cui Brasile	*7.762*	*7.109*	*653*	*9,2%*
- di cui Cile	*2.562*	*1.262*	*1.300*	-
- di cui Colombia	*753*	*630*	*123*	*19,5%*
- di cui Perù	*879*	*677*	*202*	*29,8%*
Europa	(8)	-	(8)	-
Altro	1.273	590	683	-
Elisioni e rettifiche	(410)	(529)	119	22,5%
Totale[1]	**23.032**	**20.242**	**2.790**	**13,8%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

L'incremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente agli adeguamenti tariffari correlati alla crescita dell'inflazione e all'effetto positivo dei tassi di cambio nei Paesi dell'America Latina, in particolare in Brasile. Tali effetti sono stati parzialmente mitigati da taluni fenomeni tariffari negativi in Italia e Spagna. In particolare, in Spagna, con il Decreto Ministeriale TED/749/2022 del 27 luglio 2022 sono state modificate retroattivamente le retribuzioni tariffarie per gli anni 2017, 2018 e 2019 (-180 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	3.707	3.836	(129)	-3,4%
Iberia	1.621	1.877	(256)	-13,6%
America Latina	2.445	1.810	635	35,1%
- di cui Argentina	*88*	*3*	*85*	*-*
- di cui Brasile	*1.489*	*1.120*	*369*	*32,9%*
- di cui Cile	*168*	*144*	*24*	*16,7%*
- di cui Colombia	*487*	*385*	*102*	*26,5%*
- di cui Perù	*213*	*158*	*55*	*34,8%*
Europa	(61)	96	(157)	-
Altro	564	44	520	-
Totale	**8.276**	**7.663**	**613**	**8,0%**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** è sostanzialmente riconducibile all'incremento rilevato in America Latina per taluni adeguamenti tariffari e l'oscillazione dei cambi. Tale andamento è stato solo parzialmente compensato dalla mancata indicizzazione e revisione delle tariffe necessarie per mitigare gli impatti sui clienti del rialzo dei prezzi delle commodity, in particolare in Spagna, Italia e Romania.

Il **margine operativo lordo** pari a 9.114 milioni di euro (7.100 milioni di euro nel 2021), aumenta di 2.014 milioni di euro rispetto al 2021. In particolare, agli effetti positivi commentati per il margine operativo lordo ordinario si aggiungono la rilevazione di una plusvalenza di 1.051 milioni di euro in Enel Transmisión Chile e i minori accantonamenti effettuati nel 2022 a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione rispetto al 2021 (23 milioni di euro nel 2022 rispetto a 423 milioni di euro nel 2021), parzialmente compensati dalla rilevazione della minusvalenza per la cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) pari a 208 milioni di euro e relativi oneri accessori (4 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	2.357	2.500	(143)	-5,7%
Iberia	815	1.094	(279)	-25,5%
America Latina	1.671	1.175	496	42,2%
- di cui Argentina	*52*	*(25)*	*77*	*-*
- di cui Brasile	*975*	*708*	*267*	*37,7%*
- di cui Cile	*109*	*95*	*14*	*14,7%*
- di cui Colombia	*391*	*297*	*94*	*31,6%*
- di cui Perù	*144*	*100*	*44*	*44,0%*
Europa	(143)	6	(149)	-
Altro	554	38	516	-
Totale	**5.254**	**4.813**	**441**	**9,2%**

L'incremento del **risultato operativo ordinario** del 2022 risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, oltreché dei maggiori ammortamenti per i nuovi investimenti effettuati.

Il **risultato operativo** del 2022 pari a 5.332 milioni di euro (4.326 milioni di euro nel 2021), oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario, risente dell'adeguamento di valore delle attività nette afferenti alla vendita di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), in Brasile, per 827 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	2.714	2.554	160	6,3%
Iberia	860	874	(14)	-1,6%
America Latina	1.809	1.663	146	8,8%
Europa	140	192	(52)	-27,1%
Altro	24	13	11	84,6%
Totale	**5.547**(1)	**5.296**	**251**	**4,7%**

(1) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** nei due esercizi messi a confronto registrano un incremento di 251 milioni di euro.
Tale aumento è riconducibile principalmente:

- all'America Latina, e in particolar modo al Brasile, per l'incremento degli investimenti relativi alle linee di distribuzione e alle substazioni;
- all'Italia, per l'incremento delle nuove connessioni ai clienti e per il miglioramento della qualità del servizio (attraverso i progetti e-grid e DSO 4.0).

Mercati finali



Barbara, Channel manager Spazio Enel Partner Emilia-Romagna e Marche - Spazio Enel Partner, Cingoli, Provincia di Macerata.

Mercati finali

321,1 TWh
ENERGIA ELETTRICA VENDUTA
309,4 TWh
nel 2021

€ 1.122 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 3.086 mln
nel 2021

66,8 milioni
CLIENTI RETAIL
di cui **27,9** mln
mercato libero

IMC

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2022	2021	2022-2021	
Mercato libero	198.254	175.958	22.296	12,7%
Mercato regolato	122.854	133.467	(10.613)	-8,0%
Totale	**321.108**	**309.425**	**11.683**	**3,8%**
- di cui Italia	*97.195*	*92.768*	*4.427*	*4,8%*
- di cui Iberia	*79.003*	*79.457*	*(454)*	*-0,6%*
- di cui America Latina	*135.094*	*127.906*	*7.188*	*5,6%*
- di cui Europa	*9.816*	*9.294*	*522*	*5,6%*

I maggiori volumi di energia elettrica venduti nel 2022 si riferiscono in particolare al mercato libero (+22,3 TWh) in Italia (+12,8 TWh) in entrambi i segmenti di clientela Business to Business (B2B) e Business to Consumer (B2C), in America Latina (+6,7 TWh) e in Spagna (+2,0 TWh). Nel mercato regolato, invece, si rileva una diminuzione dei volumi (-10,6 TWh) prevalentemente in Italia (-8,3 TWh) e Spagna (-2,5 TWh) sia nel B2B sia nel B2C, dovuta, principalmente, al minore numero di clienti rispetto al 2021.

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3

	2022	2021	2022-2021	
Business to Consumer	3.910	3.731	179	4,8%
Business to Business	6.333	6.142	191	3,1%
Totale	**10.243**	**9.873**	**370**	**3,7%**
- di cui Italia	*4.726*	*4.353*	*373*	*8,6%*
- di cui Iberia	*4.909*	*5.180*	*(271)*	*-5,2%*
- di cui America Latina	*342*	*160*	*182*	*-*
- di cui Europa	*266*	*180*	*86*	*47,8%*

I maggiori volumi venduti prevalentemente in Italia e in America Latina nel 2022 sono stati in parte compensati dalla riduzione dei consumi in Spagna. Entrambi i segmenti di clientela, B2B e B2C, presentano maggiori volumi di vendita rispetto al 2021.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	62.152	37.399[1]	24.753	66,2%
Margine operativo lordo	1.243	3.033[1]	(1.790)	-59,0%
Margine operativo lordo ordinario	1.122	3.086	(1.964)	-63,6%
Risultato operativo	(300)	1.723[1]	(2.023)	-
Risultato operativo ordinario	(435)	1.753	(2.188)	-
Investimenti	721	643	78	12,1%

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[1]

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Italia	32.666	19.818	12.848	64,8%
Iberia	27.764	16.177	11.587	71,6%
America Latina	1.687	1.393	294	21,1%
- di cui Argentina	*-*	*2*	*(2)*	*-*
- di cui Brasile	*507*	*349*	*158*	*45,3%*
- di cui Cile	*114*	*93*	*21*	*22,6%*
- di cui Colombia	*807*	*760*	*47*	*6,2%*
- di cui Perù	*259*	*189*	*70*	*37,0%*
Nord America	9	7	2	28,6%
Europa	-	-	-	-
Altro	26	4	22	-
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**62.152**	**37.399**	**24.753**	**66,2%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I **ricavi** del 2022 registrano un incremento del 66,2% rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per maggiori proventi da "Vendite di energia elettrica" (+17.825 milioni di euro) e "Vendite di gas" (+6.228 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi e prezzi di vendita in Italia e in Spagna.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Italia	448	2.311	(1.863)	-80,6%
Iberia	356	547	(191)	-34,9%
America Latina	435	263	172	65,4%
- di cui Argentina	*30*	*12*	*18*	*-*
- di cui Brasile	*233*	*136*	*97*	*71,3%*
- di cui Cile	*67*	*44*	*23*	*52,3%*
- di cui Colombia	*77*	*49*	*28*	*57,1%*
- di cui Perù	*28*	*22*	*6*	*27,3%*
Nord America	4	6	(2)	-33,3%
Europa	(126)	(41)	(85)	-
Altro	5	-	5	-
Totale	**1.122**	**3.086**	**(1.964)**	**-63,6%**

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2022 si riduce essenzialmente a seguito di:

- un decremento del margine in Italia per 1.863 milioni di euro, soprattutto nel mercato libero per 1.857 milioni di euro. Tale variazione è dovuta principalmente all'incremento dei costi di acquisto e trasporto di energia elettrica riconducibile all'aumento delle quantità acquistate e del costo del sourcing;
- una diminuzione del margine in Spagna per 191 milioni di euro, dove le maggiori quantità vendute sul mercato libero hanno richiesto un approvvigionamento di energia nei mercati spot in un regime di prezzi medi crescenti, tenuto conto della minore contribuzione al mix energetico della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica.

Tali effetti negativi sono stati solo in parte compensati dall'incremento del margine in America Latina per 172 milioni di euro soprattutto in Brasile, Colombia, Cile e Argentina a seguito di adeguamenti tariffari e delle maggiori quantità vendute.

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 1.243 milioni di euro (3.033 milioni di euro nel 2021) e, oltre a risentire degli effetti commentati per il margine operativo lordo ordinario, include anche le partite non ricorrenti relative agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (2 milioni di euro), ai costi non ricorrenti dovuti al COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, per dispositivi di protezione individuale e per donazioni (2 milioni di euro) e alla classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle partite economiche afferenti alle attività detenute in Romania in quanto soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation" per un impatto positivo di 125 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	(546)	1.508	(2.054)	-
Iberia	76	345	(269)	-78,0%
America Latina	178	(41)	219	-
- di cui Argentina	*14*	*4*	*10*	-
- di cui Brasile	*39*	*(113)*	*152*	-
- di cui Cile	*44*	*20*	*24*	-
- di cui Colombia	*57*	*31*	*26*	*83,9%*
- di cui Perù	*24*	*17*	*7*	*41,2%*
Nord America	3	5	(2)	-40,0%
Europa	(151)	(64)	(87)	-
Altro	5	-	5	-
Totale	**(435)**	**1.753**	**(2.188)**	**-**

Il **risultato operativo ordinario** risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario oltre che dei maggiori ammortamenti, per 101 milioni di euro, prevalentemente riferibili alle attività immateriali e alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali per 123 milioni di euro principalmente registrate in Italia e Spagna.

Il **risultato operativo** del 2022, negativo per 300 milioni di euro (1.723 milioni di euro nel 2021), risente essenzialmente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e impairment e svalutazioni dei crediti commerciali in Italia e Spagna già commentati sopra.

Investimenti

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	460	427	33	7,7%
Iberia	248	196	52	26,5%
Europa	13	20	(7)	-35,0%
Totale	**721**	**643**	**78**	**12,1%**

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile a Italia e Spagna essenzialmente per attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.

Enel X



Alessandro, Enel X Store, Corso Francia, Roma - Area urbana per la ricarica di veicoli elettrici e soluzioni smart per l'efficientamento energetico della casa.

Enel X

3.023 migliaia
PUNTI LUCE
2.821 migliaia nel 2021

8,5 GW
DEMAND RESPONSE
7,7 GWnel 2021

€ 673 milioni
MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO
€ 356 milioni nel 2021

+30,2 %
INVESTIMENTI RISPETTO AL 2021
per un totale di **€ 371** milioni(1) nel 2022

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

IMC

Dati operativi

	2022	2021	2022-2021	
Demand response (MW)	8.476	7.713	763	9,9%
Punti luce (migliaia di unità)	3.023	2.821	202	7,2%
Storage (MW)	760	375	385	-

In aumento le attività di demand response principalmente in Nord America (+541 MW) e in Giappone (+282 MW), i punti luce prevalentemente in Italia, Brasile e Cile e lo storage dovuto essenzialmente all'installazione di nuove batterie negli impianti rinnovabili in Nord America.

IMC

Risultati economici(1)

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	2.209	1.428(2)	781	54,7%
Margine operativo lordo	652	326(2)	326	-
Margine operativo lordo ordinario	673	356	317	89,0%
Risultato operativo	344	94(2)	250	-
Risultato operativo ordinario	362	120	242	-
Investimenti	371(3)	285	86	30,2%

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(3) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[1][2]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	742	504	238	47,2%
Iberia	365	266	99	37,2%
America Latina	373	271	102	37,6%
- di cui Argentina	*15*	*11*	*4*	*36,4%*
- di cui Brasile	*30*	*22*	*8*	*36,4%*
- di cui Cile	*74*	*64*	*10*	*15,6%*
- di cui Colombia	*193*	*127*	*66*	*52,0%*
- di cui Perù	*61*	*47*	*14*	*29,8%*
Nord America	247	243	4	1,6%
Europa	83	50	33	66,0%
Africa, Asia e Oceania	70	67	3	4,5%
Altro	484	144	340	-
Elisioni e rettifiche	(155)	(117)	(38)	-32,5%
Totale	**2.209**	**1.428**	**781**	**54,7%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I **ricavi** del 2022 hanno evidenziato un incremento del 54,7% rispetto all'esercizio precedente. In particolare, si registrano maggiori proventi:

- dovuti alla cessione parziale della partecipazione detenuta in Ufinet (220 milioni di euro) e della cessione da parte di Enel X Srl di alcune società a Mooney Group SpA (67 milioni di euro);
- in Italia, per l'incremento della vendita e installazione dei beni di efficienza energetica, principalmente riconducibili al segmento di attività e-Home e ai business Demand Response ed e-City;
- in Colombia, per le attività legate al progetto e-Bus;
- in Spagna, prevalentemente nel business e-Home.

Margine operativo lordo ordinario[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	122	153	(31)	-20,3%
Iberia	76	62	14	22,6%
America Latina	127	94	33	35,1%
- di cui Argentina	*5*	*5*	*-*	*-*
- di cui Brasile	*4*	*1*	*3*	*-*
- di cui Cile	*18*	*21*	*(3)*	*-14,3%*
- di cui Colombia	*74*	*50*	*24*	*48,0%*
- di cui Perù	*26*	*17*	*9*	*52,9%*
Nord America	(6)	36	(42)	-
Europa	50	19	31	-
Africa, Asia e Oceania	(7)	2	(9)	-
Altro	311	(10)	321	-
Totale	**673**	**356**	**317**	**89,0%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **margine operativo lordo ordinario** si incrementa prevalentemente per i già citati proventi derivanti dalla cessione parziale della partecipazione detenuta in Ufinet e dalla cessione da parte di Enel X Srl di alcune società a Mooney Group SpA.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 652 milioni di euro (326 milioni di euro nel 2021). La differenza, pari a 21 milioni di euro, rispetto al margine operativo lordo ordinario, è relativa agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione e alla classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle partite economiche afferenti alle attività detenute in Romania in quanto soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come attività cessate.

Risultato operativo ordinario[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	(39)	46	(85)	-
Iberia	28	16	12	75,0%
America Latina	103	75	28	37,3%
- di cui Argentina	*5*	*5*	-	-
- di cui Brasile	*4*	*1*	*3*	-
- di cui Cile	*18*	*20*	*(2)*	*-10,0%*
- di cui Colombia	*58*	*39*	*19*	*48,7%*
- di cui Perù	*18*	*10*	*8*	*80,0%*
Nord America	(50)	-	(50)	-
Europa	45	15	30	-
Africa, Asia e Oceania	(12)	(1)	(11)	-
Altro	287	(31)	318	-
Totale	**362**	**120**	**242**	**-**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **risultato operativo ordinario** risulta inclusivo di ammortamenti e impairment per 311 milioni di euro (236 milioni di euro nel 2021). L'incremento degli ammortamenti e impairment è sostanzialmente riconducibile ai maggiori ammortamenti delle attività immateriali e alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali.

Il **risultato operativo** del 2022 pari a 344 milioni di euro (94 milioni di euro nel 2021), rispetto al risultato operativo ordinario risente di quanto commentato nel margine operativo lordo.

Investimenti[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	96	69	27	39,1%
Iberia	45	40	5	12,5%
America Latina	77	46	31	67,4%
Nord America	67	42	25	59,5%
Europa	5	4	1	25,0%
Africa, Asia e Oceania	15	10	5	50,0%
Altro	66	74	(8)	-10,8%
Totale	**371[2]**	**285**	**86**	**30,2%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** crescono prevalentemente in Italia nei business e-City ed e-Home, in Nord America e Australia nelle attività di Battery Energy Storage, in Brasile per l'effetto combinato relativo alle maggiori spese sostenute nei business Smart Lighting, e-Home e Distributed Energy (avvio di nuovi progetti PV-Fotovoltaico), in Perù nel business dell'illuminazione pubblica, in Colombia a seguito dell'avvio di nuovi progetti nel business Distributed Energy (PV-Fotovoltaico) e in Spagna nel business e-Home.

Holding, Servizi e Altro



Monica, progettazione architettonica nuove sedi, Servizi Italia - Edificio storico progettato da Giò Ponti in via Carducci, sede milanese del Gruppo Enel dal 1962.

Risultati economici[(1)]

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Ricavi	2.235	4.012[(2)]	(1.777)	-44,3%
Margine operativo lordo	(273)	1.360[(2)]	(1.633)	-
Margine operativo lordo ordinario	(261)	1.588	(1.849)	-
Risultato operativo	(546)	1.068[(2)]	(1.614)	-
Risultato operativo ordinario	(535)	1.340	(1.875)	-
Investimenti	332	289	43	14,9%

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way dalla Linea di Business Enel X.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2022 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi[(1) (2)]

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Italia	819	793	26	3,3%
Iberia	504	470	34	7,2%
America Latina	11	21	(10)	-47,6%
Nord America	57	42	15	35,7%
Europa	6	2	4	-
Altro	1.095	2.915	(1.820)	-62,4%
Elisioni e rettifiche	(257)	(231)	(26)	-11,3%
Totale	**2.235**	**4.012**	**(1.777)**	**-44,3%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way dalla Linea di Business Enel X.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Il decremento dei **ricavi** è riconducibile prevalentemente alla plusvalenza pari a 1.763 milioni di euro rilevata nel 2021 legata alla cessione di Open Fiber, nell'ambito del pillar strategico dello Stewardship.

Margine operativo lordo ordinario[(1)]

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Italia	50	34	16	47,1%
Iberia	(20)	21	(41)	-
America Latina	(118)	(79)	(39)	-49,4%
- di cui Argentina	*(3)*	*(3)*	-	-
- di cui Brasile	*(22)*	*(18)*	*(4)*	*-22,2%*
- di cui Cile	*(93)*	*(57)*	*(36)*	*-63,2%*
- di cui Perù	-	*(1)*	*1*	-
Nord America	(24)	(15)	(9)	-60,0%
Europa	(6)	5	(11)	-
Africa, Asia e Oceania	(3)	(2)	(1)	-50,0%
Altro	(140)	1.624	(1.764)	-
Totale	**(261)**	**1.588**	**(1.849)**	**-**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way dalla Linea di Business Enel X.

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario** nel 2022 è ascrivibile prevalentemente alla suddetta variazione dei ricavi, in particolare per gli effetti della cessione di Open Fiber avvenuta nel 2021.

Il **margine operativo lordo** varia prevalentemente per quanto già commentato nel margine operativo lordo ordinario. Le partite non ricorrenti presenti nel 2022 sono principalmente oneri per transizione energetica e digitalizzazione, mentre quelle riferite al 2021 includono prevalentemente gli accantonamenti ai piani di ristrutturazione e digitalizzazione per complessivi 216 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	(28)	(45)	17	37,8%
Iberia	(59)	(32)	(27)	-84,4%
America Latina	(121)	(82)	(39)	-47,6%
- di cui Argentina	*(3)*	*(3)*	-	-
- di cui Brasile	*(25)*	*(19)*	*(6)*	*-31,6%*
- di cui Cile	*(93)*	*(59)*	*(34)*	*-57,6%*
- di cui Perù	-	*(1)*	*1*	-
Nord America	(31)	(23)	(8)	-34,8%
Europa	(6)	3	(9)	-
Africa, Asia e Oceania	(4)	(2)	(2)	-
Altro	(286)	1.521	(1.807)	-
Totale	**(535)**	**1.340**	**(1.875)**	**-**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way dalla Linea di Business Enel X.

Il **risultato operativo ordinario** del 2022 è sostanzialmente in linea con la riduzione del margine operativo lordo ordinario, tenuto conto anche di più alti ammortamenti e impairment per 26 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2022 risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario.

Investimenti[1]

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Italia	141	83	58	69,9%
Iberia	58	45	13	28,9%
America Latina	8	6	2	33,3%
Nord America	9	5	4	80,0%
Europa	1	2	(1)	-50,0%
Altro	115	148	(33)	-22,3%
Totale	**332**	**289**	**43**	**14,9%**

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way dalla Linea di Business Enel X.

L'incremento degli **investimenti** nel 2022 in Italia è da attribuire principalmente agli investimenti di Enel Italia SpA per la realizzazione di interventi, in favore della controllata Enel X Italia Srl, nel settore dell'efficienza energetica.

L'aumento degli investimenti in Iberia è riconducibile ai maggiori investimenti di Enel X Way per la realizzazione di nuovi punti di ricarica relativi alla mobilità elettrica.

Il titolo Enel

Enel e i mercati finanziari

	2022	2021
Margine operativo lordo per azione (euro)[1]	1,96	1,70
Risultato operativo per azione (euro)[1]	1,10	0,74
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,15	0,31
Risultato netto del Gruppo ordinario per azione (euro)	0,53	0,55
Dividendo unitario (euro)[2]	0,40	0,380
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,82	2,92
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,20	8,95
Prezzo minimo dell'anno (euro)	4,00	6,53
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	5,15	6,77
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)[3]	52.325	68.804
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)[4]	10.167	10.167

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(2) Dividendo deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 10 maggio 2023 in unica convocazione.
(3) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.
(4) Il numero di azioni include n. 7.153.795 azioni proprie nel 2022 e n. 4.889.152 azioni proprie nel 2021.

		al 31.12.2022	al 31.12.2021
Rating			
Standard & Poor's	Outlook	NEGATIVE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+
	Breve termine	A-2	A-2
Moody's	Outlook	NEGATIVE	STABLE
	M/L termine	Baa1	Baa1
	Breve termine	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	A-
	Breve termine	F2	F2

Il contesto macroeconomico mondiale nel 2022 è stato caratterizzato da un generalizzato rallentamento dell'economia reale rispetto alla ripresa post-crisi pandemica che aveva caratterizzato il 2021. Livelli elevati d'inflazione hanno impattato rapidamente e in modo inatteso le economie globali, e hanno costretto le banche centrali ad adottare prontamente politiche monetarie restrittive.
Inoltre, il conflitto militare tra Russia e Ucraina, e la sua derivante incertezza su scala globale, ha impattato significativamente il mercato energetico, delle materie prime e dei beni alimentari, con ripercussioni dirette sui prezzi dei beni di consumo finale.

Le dinamiche inflattive, accompagnate dalle conseguenti condizioni finanziarie restrittive imposte dalla Federal Reserve, hanno gravato sull'andamento del PIL statunitense facendo registrare un tasso di crescita del 2,1% su base annuale.

Nell'Eurozona il primo semestre è stato caratterizzato da una ripresa economica al di sopra delle aspettative mentre il secondo da un significativo rallentamento delle economie europee dovuto all'elevata incertezza derivante dal conflitto militare tra Russia e Ucraina, e all'aumento repentino dei prezzi energetici. La politica monetaria restrittiva introdotta dalla Banca Centrale Europea per contrastare l'aumento dell'inflazione ha portato a un deterioramento delle condizioni finanziarie dei mercati.

Analoga la situazione in America Latina, dove dopo una significativa ripresa della domanda privata dei consumi per beni e servizi che ha caratterizzato la prima metà dell'anno, il contesto macroeconomico è stato caratterizzato da politiche monetarie restrittive delle banche centrali nazionali che hanno raffreddato la ripresa economica.

Il contesto macroeconomico avverso ha impattato l'andamento dei mercati finanziari. I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2022 negativamente; l'indice italiano FTSE-MIB -13,3%, l'indice spagnolo Ibex35 -5,6%, il DAX tedesco -12,4% e l'indice francese CAC40 -9,8%.

Il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio con un decremento dell'11,3%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2022 si è concluso con una quotazione di 5,03 euro per azione, con un decremento del 28,6% rispetto all'anno precedente.

Il 26 gennaio 2022 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,19 euro relativo agli utili 2021 e il 20 luglio 2022 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo sempre pari a 0,19 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2022 è stato pari a 0,38 euro per azione, circa il 6% in più rispetto ai 0,358 euro distribuiti nel 2021.
In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2022, il 25 gennaio 2023 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,20 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 26 luglio 2023.

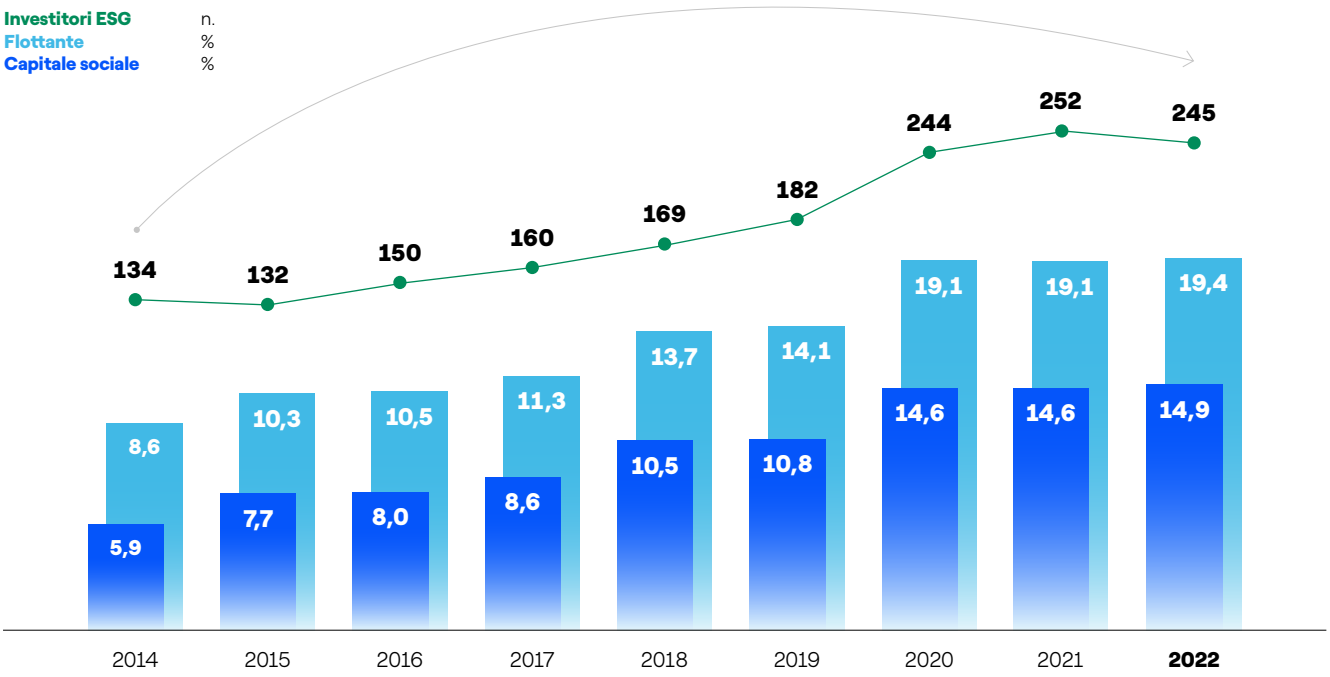
Per quanto riguarda la composizione dell'azionariato al 31 dicembre 2022, gli investitori istituzionali hanno ridotto la loro posizione rappresentando il 56,7% del capitale sociale (*vs* 59,4% al 31 dicembre 2021), mentre la quota degli investitori individuali è salita al 19,7% (vs 17,0% al 31 dicembre 2021). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

I fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2022, circa il 14,9% del capitale sociale (in rialzo rispetto al 14,6% al 31 dicembre 2021) e il 26,2% degli investitori istituzionali (vs 24,6% al 31 dicembre 2021). Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 42,1% del capitale sociale.

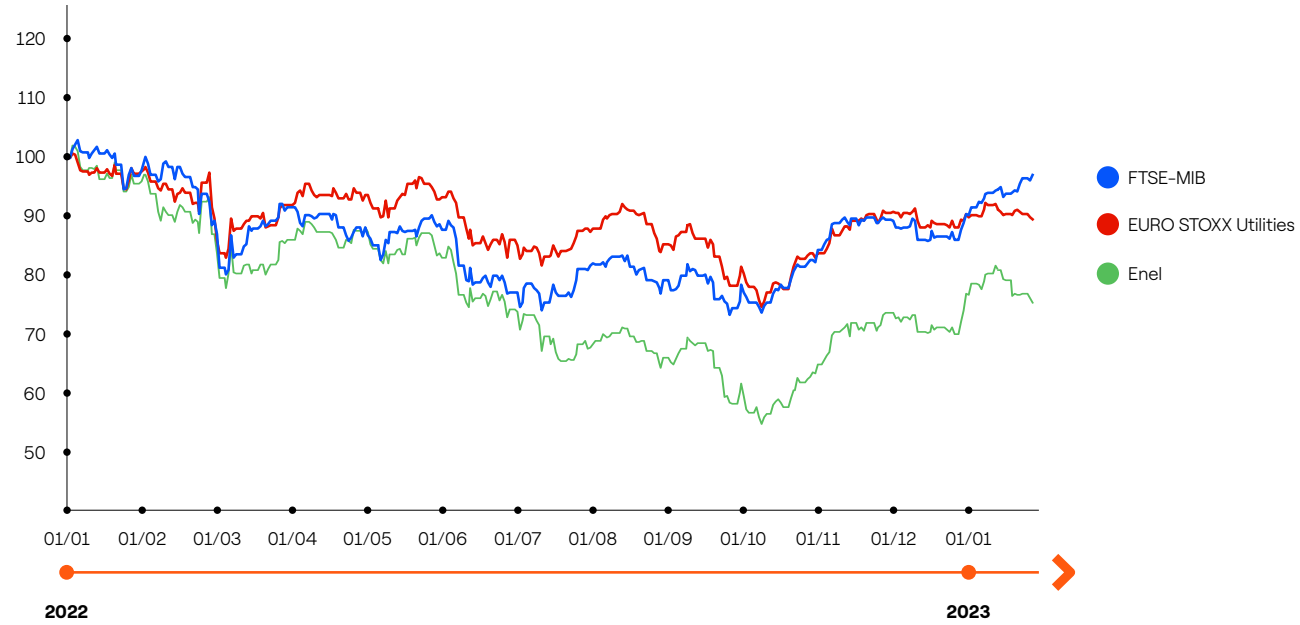
Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investitori (https://www.enel.com/it/investitori/in-evidenza) e a scaricare l'app "Enel Investor", dove possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse da Enel e dalle principali società controllate quotate, rating e outlook assegnati dalle agenzie di credito), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti (comunicati stampa price sensitive, titoli obbligazionari in circolazione, programmi di emissioni obbligazionarie, composizione degli organi sociali di Enel, Statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle assemblee, procedure e altri documenti in tema di corporate governance, Codice Etico e modello organizzativo e gestionale.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento degli investitori ESG



Andamento titolo Enel e indici EURO STOXX Utilities e FTSE-MIB, dal 1° gennaio 2022 al 31 gennaio 2023



Fonte: Bloomberg.

Innovazione

194
Proof of Concept, lanciati per testare soluzioni innovative nel 2022

60
soluzioni in fase di scale-up nel business nel 2022

In linea con la visione di Open Power, il Gruppo promuove un approccio di innovazione aperta per affrontare le sfide della transizione energetica. Il modello di Open Innovation consente di collegare tutte le aree dell'Azienda con startup, partner industriali, piccole e medie imprese (PMI), centri di ricerca, università e imprenditori – anche attraverso l'utilizzo di piattaforme di crowdsourcing – per affrontare le sfide del business, tenendo conto dei driver del Piano Strategico del Gruppo. L'Azienda ha all'attivo numerosi accordi di partnership di innovazione che, oltre ai campi d'azione tradizionali legati alle energie rinnovabili e alla generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'e-mobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'industrial Internet of Things (IoT).
La strategia di innovazione di Enel fa leva sulla piattaforma online di crowdsourcing openinnovability.com e su una rete globale di 10 Innovation Hub (di cui 3 sono anche Lab) e 22 Lab (di cui 3 dedicati alle startup) che consolida il nuovo modello di collaborazione con le startup e le PMI. Queste ultime propongono soluzioni innovative e nuovi modelli di business ed Enel mette a disposizione le proprie competenze, le strutture per il collaudo e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e l'eventuale scale-up. Gli Hub sono situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo (Catania, Pisa, Milano, Silicon Valley, Boston, Rio de Janeiro, Madrid, Barcellona, Santiago del Cile, Tel Aviv), gestiscono relazioni con tutti gli attori coinvolti nelle attività di innovazione e costituiscono la principale fonte di scouting di startup e PMI innovative, con l'obiettivo di rispondere alle esigenze di innovazione poste dalle Linee di Business. Nel settembre 2022 Enel ha inaugurato il nuovo AI & Robotics Lab di Tel Aviv, specializzato nello sviluppo dell'intelligenza artificiale e della robotica per le energie rinnovabili e le reti elettriche.
Inoltre, nel 2022 Enel è stata una delle prime aziende al mondo ad adottare volontariamente lo standard ISO 56002 per la gestione dell'innovazione. Lo standard ISO 56002 fa parte della più ampia serie di norme ISO 56000 e copre tutti gli aspetti della gestione dell'innovazione, dalla nascita di un'idea alla sua implementazione su scala globale, e consente di aumentare l'efficacia dell'innovazione e le opportunità di business, creando le condizioni per una cultura dell'innovazione diffusa che stimoli la creatività dei dipendenti e degli stakeholder e favorisca l'emergere di nuove proposte di valore in linea con gli sviluppi del mercato.

Dallo scorso anno è stata avviata a livello di Gruppo l'integrazione della Open Innovation Culture e dell'Agile Transformation con l'obiettivo di fornire al business un supporto a 360 gradi, dalla generazione dell'idea alla fase di implementazione dei progetti, utilizzando metodologie Innovation e Agile come driver chiave per creare un vantaggio competitivo e portare a un'ottimizzazione dei costi nel tempo.

Nel 2022 sono proseguite le attività delle community di innovazione, gruppi di lavoro trasversali nati per affrontare in modo innovativo le questioni più rilevanti per il business e le nuove tecnologie al fine di creare valore per il Gruppo. Alle community già esistenti di energy storage, blockchain, droni, accumulo di energia, metaverso, robotica, sensori e quantum computing, si sono aggiunte altre Innovation Community, come quelle relative ai cosiddetti wearable (dispositivi indossabili), alla manifattura additiva, alla monetizzazione dei dati, all'intelligenza artificiale e al machine learning, ai materiali e all'idrogeno. Le community monitorano continuamente i potenziali miglioramenti tecnologici o condividono nuovi modelli di business utili, servizi a valore aggiunto o casi d'uso per tipi di tecnologia che potrebbero essere implementati in diverse aree del Gruppo Enel.

Nell'ambito delle attività di innovazione, nel 2022 sono stati lanciati 194 Proof of Concept (168 nel 2021), per testare soluzioni innovative, mentre 60 soluzioni innovative (46 nel 2021) sono in fase di scale-up e sono stati investiti 104,5 milioni di euro (comprensivi del costo del personale) in innovazione.

Intellectual property

Il portafoglio di proprietà intellettuale (anche definita "IP") di Enel comprende un complesso di informazioni funzionali a una crescita sostenibile. L'ecosistema di Open Innovability® genera innovazione attraverso la creazione e la condivisione di soluzioni interne ed esterne che danno vita a un flusso di invenzioni che trovano negli strumenti della proprietà intellettuale tutela e valorizzazione.

Al 31 dicembre 2022 il Gruppo dispone, complessivamente, di 883 brevetti per invenzione industriale, appartenenti a 163 famiglie brevettuali; di questi, 711 sono titoli concessi e 172 domande pendenti. Si tratta di un portafoglio che assicura protezione su tutti i mercati in cui il Gruppo è presente. Il portafoglio IP di Enel comprende anche 23 modelli di utilità e 194 registrazioni di design. Unitamente ai brevetti, ai modelli di utilità e ai design figurano tra i diritti di IP anche segreti industriali di natura sia tecnica sia commerciale che vengono costantemente codificati e manutenuti in linea con quanto previsto dalla procedura organizzativa di Trade Secrets Management. Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo è titolare di 2.027 registrazioni, di cui 1.642 già concesse e 385 domande pendenti.

Enel ha consolidato i processi di gestione della generazione e dello sfruttamento dei diritti di proprietà intellettuale all'interno delle procedure organizzative Intellectual Property Management e Trade Secrets Management. Entrambe le procedure organizzative guardano al capitale umano come elemento essenziale nella creazione di IP e mirano a incentivare la partecipazione dei dipendenti al processo inventivo, responsabilizzandoli sull'importanza strategica di tutti i trovati.

Nel corso dell'anno 2022, l'attività di codifica e protezione della proprietà intellettuale è proseguita in tutte le Linee di Business Globali. In particolare:

- Enel X Global Retail ha incentrato la propria attività sulle piattaforme strategiche, codificando diritti d'autore sulla Big Data Platform, contenitore di dati strategici per tutte le unità di business di Enel X, e X Customer, gestionale globale dei clienti Enel X.
  In tema di Circular Economy, in Enel X sono stati protetti ai sensi del diritto d'autore gli schemi di circolarità unitamente ai relativi punteggi e meccanismi di funzionamento.
  Nell'ambito della telemedicina, è stato registrato un design multiplo in Unione Europea sulle interfacce grafiche della app "Smart Axistance eWell" che consente di offrire agli utenti un pacchetto completo di wellness.
- In Enel Green Power and Thermal Generation si evidenziano nel corso dell'esercizio:
  - nel settore fotovoltaico, (i) una domanda di brevetto per invenzione industriale e una di design su una soluzione che automatizza il processo di installazione dei pannelli fotovoltaici in campo, diminuendo i tempi e i costi di installazione e aumentando la sicurezza degli operatori; (ii) una domanda di brevetto in contitolarità con il Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) relativa a un sistema che permette di ottimizzare la rimozione e l'inserimento automatico della barra di fissaggio ("wafer bar holder") della cassetta utilizzata per il processo dei wafer nelle cappe chimiche. Prosegue, inoltre, nella fabbrica di 3SUN la generazione e protezione, principalmente sotto forma di segreto industriale, del know-how tecnologico necessario per il progetto Gigafactory;
  - nella generazione idroelettrica, una domanda di brevetto per modello di utilità, relativo a una soluzione robotica che agevola il controllo degli impianti, consentendo l'ispezione di tutti i luoghi difficilmente accessibili per il personale, come chiocciole idroelettriche, palette distributore o condotte idroelettriche di piccolo diametro.

- Enel Grids ha depositato nel 2022 due domande di brevetto per invenzioni: una in ambito di *asset* recognition e anomaly detection delle reti e degli eventi di rete (progetto ODIN) e l'altra nel campo dei dispositivi di sicurezza per operai che lavorano in altezza. Si segnalano inoltre: (i) la registrazione del design della nuova cabina stradale sostenibile, che sarà implementata utilizzando materiali riciclati per ridurre l'impatto ambientale e (ii) il deposito della domanda di un brevetto per modello di utilità in ambito sicurezza, consistente in un metodo per la delimitazione dei cantieri stradali.
  Sempre nell'anno, Gridspertise ha consolidato il proprio portafoglio IP depositando una domanda di brevetto relativo al device Quantum Edge - Qed® che, sfruttando l'edge computing per digitalizzare i componenti fisici delle sottostazioni secondarie, riduce i costi di installazione, formazione, funzionamento e manutenzione e aumenta l'affidabilità della rete.

- Global e-Mobility ha protetto i dispositivi di ricarica domestica intelligente JuiceBox DC e JuiceBox 4.0 rispettivamente attraverso: (i) un design internazionale registrato in Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti e (ii) un design internazionale registrato in Canada, Messico e Stati Uniti. L'attività di protezione della proprietà intellettuale sulle stazioni di ricarica per veicoli elettrici si è estesa anche alla registrazione nell'Unione Europea e negli Stati Uniti dei design dei prodotti JuiceMedia 2.0 e JuiceMod.

- Enel Global Services ha depositato in Italia una domanda di brevetto per invenzione industriale sul metodo di gestione dell'innovazione, protetto anche come marchio denominativo ENEL OOPS...! INNOVATION®. Tale metodo si basa sul perfezionamento dei processi industriali attraverso gli strumenti dell'Open Innovability®.

Più in generale, il Gruppo continua a investire risorse nello sviluppo di soluzioni a elevata densità di IP che si attesta principalmente nelle forme di protezione autoriale e segreto industriale su database e algoritmi di previsione dei mercati elettrici e gas, modelli quantitativi avanzati che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset/attività produttive. In particolare, si segnalano modelli di sviluppo che hanno l'obiettivo di: (i) caratterizzare la capacità di un asset di 'resistere' ai possibili effetti del cambiamento climatico; (ii) quantificare la probabilità che un evento o una combinazione di eventi climatici danneggi l'impianto; e (iii) fornire un indice di 'debolezza' dell'asset, anche distribuito, con un approccio tecnico specifico per dare priorità alle azioni/campi di miglioramento.

Digitalizzazione

Nel 2022, le attività di innovation in tema di cyber security hanno beneficiato della rete degli Innovation Hub, così come del loro portfolio di startup e delle partnership siglate a livello di Gruppo.
Queste interconnessioni hanno contribuito alla condivisione di best practice e modelli operativi, così come alla costruzione e al potenziamento di canali di info-sharing.
Si riportano di seguito, pertanto, le principali iniziative in ambito:

- analisi di soluzioni basate sulla Quantum Key Distribution e su algoritmi di encryption Quantum safe per meglio comprendere come ovviare agli attuali modelli di encryption messi in pericolo dal futuro aumento di capacità computazionale offerto dal quantum computing;
- servizi e soluzioni a supporto dello sviluppo software per analizzare il codice opensource e librerie software terze parti, sia dal punto di vista delle eventuali vulnerabilità sia dal punto di vista delle licenze d'uso;
- analisi di soluzioni di browser isolation (isolamento del browser dalla rete per evitare che questo diventi porta di ingresso di azioni e manovre malevole) e di sicurezza sul browser per comprendere la resilienza delle tecniche di protezione centrali verso quelle distribuite;
- soluzioni di virtual authentication basate su Machine Learning e Artificial Intelligence per device con basse capacità computazionali distribuiti;
- servizi per l'identificazione di vulnerabilità negli asset e nei servizi di terze parti utilizzate dall'organizzazione che possano minare la sicurezza dell'organizzazione stessa (external attack surface);
- soluzioni che sfruttano le più elevate potenzialità di Artificial Intelligence e Machine Learning poste a servizio del potenziamento delle capability di detection delle minacce informatiche e dell'automazione del processo di analisi, correlazione e risposta agli incidenti;
- soluzioni per l'identificazione di vulnerabilità presenti su asset e device (dispositivi mobili, IoT, web application ecc.) con l'ausilio di tecniche innovative;
- revisione di ambienti industriali attraverso l'implementazione di un processo di identificazione di vulnerabilità con script senza impatti sugli ambienti in esercizio.

La gestione della cyber security in Enel

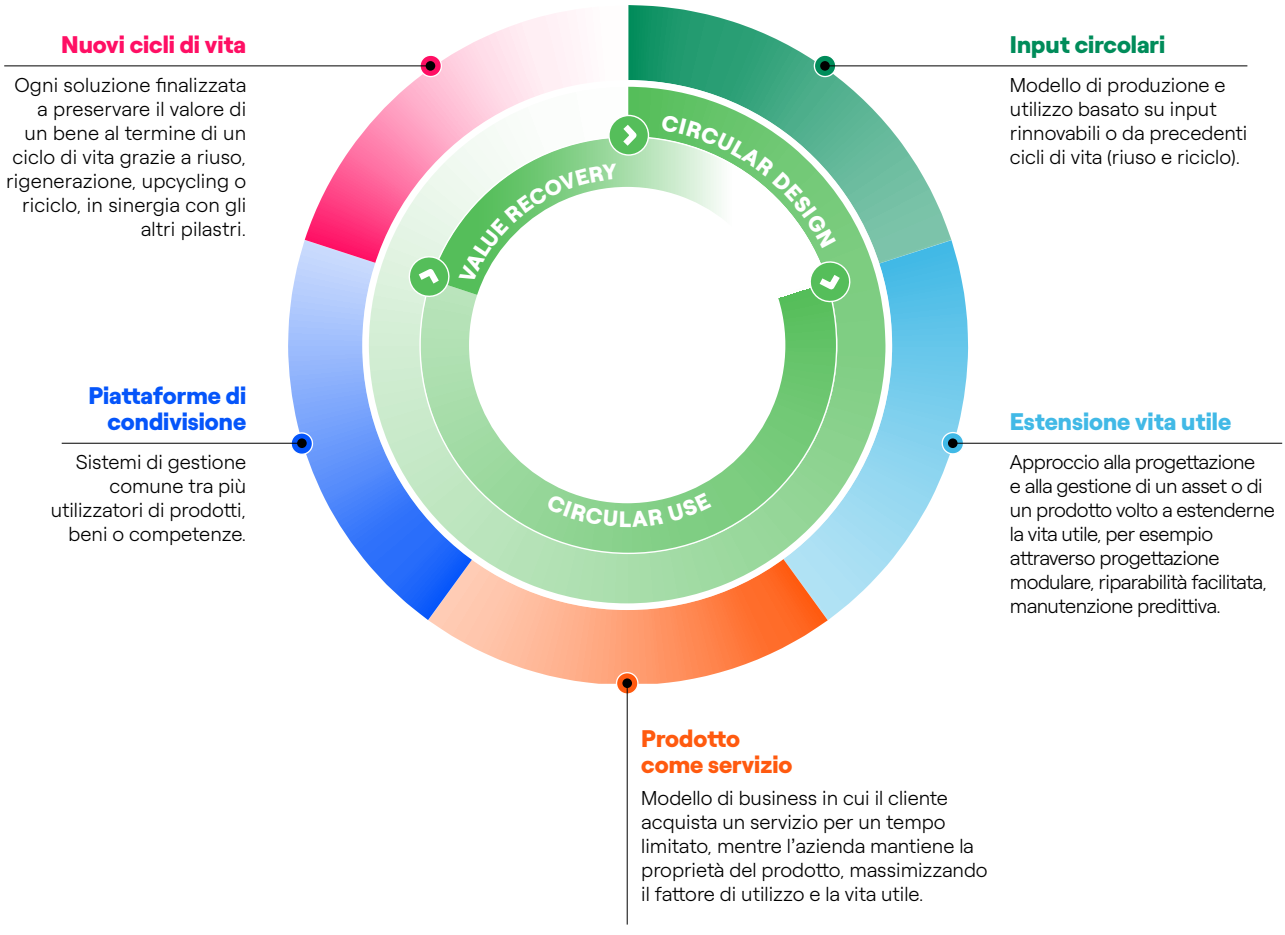
Enel ha istituito il proprio CERT (Cyber Emergency Readiness Team) per gestire e rispondere in modo proattivo agli incidenti cyber, incentivando inoltre la collaborazione e lo scambio di informazioni con gli stakeholder rilevanti al fine di proteggere la constituency di Gruppo, ovvero tutti i dipendenti e gli asset (impianti, infrastrutture, oggetti IT e OT e in generale qualsiasi dispositivo strumentale al business di Gruppo). In media il CERT, attraverso i sistemi di monitoraggio, raccoglie quotidianamente 3 miliardi di eventi relativi agli asset aziendali da circa 7.000 data sources, mettendoli in correlazione mediante un'analisi automatica, e producendo in media 300 "incident" giornalieri. Tali dati vengono raccolti a livello globale su una piattaforma di Security Information and Event Management (SIEM), volta all'identificazione di potenziali minacce e vulnerabilità prima che abbiano la possibilità di interrompere le operazioni di business e alla classificazione di comportamenti anomali in rete, ai fini di monitoraggio e gestione ottimizzata degli incidenti di sicurezza.
Gli incidenti sono quindi classificati secondo una specifica matrice di impatto (Enel Cyber Impact Matrix), su una scala da 0 a 4. La maggioranza degli incidenti, non avendo un impatto significativo sui sistemi di Gruppo, è classificata al livello 0/1, ed è automaticamente o semi-automaticamente bloccata o gestita dalle difese aziendali in essere. Gli incidenti classificati con livello 2, 3 o 4, che hanno invece un impatto potenziale sul Gruppo, sono gestiti direttamente dagli analisti del CERT coinvolgendo gli stakeholder interessati.
L'attività di gestione degli incidenti per sua stessa natura deve evolvere nel tempo per fronteggiare un panorama cyber complesso e in continuo cambiamento. Dalla istituzione del CERT, infatti, il numero di eventi da gestire è aumentato, così come il perimetro da proteggere, portando all'introduzione di nuove tecnologie e all'integrazione di competenze sempre più specializzate. Un'evoluzione in tal senso è rap-

presentata dall'integrazione di SOAR e Machine Learning. Il primo, acronimo di Security Orchestration, Automation and Response, è un software che consente di automatizzare task ripetitivi attraverso la definizione di flussi operativi automatici; il secondo è una branca dell'intelligenza artificiale che si occupa di creare sistemi che apprendono o migliorano le performance in base ai dati che utilizzano. Queste tecnologie consentono di accelerare, arricchire e tracciare in maniera omogenea le attività necessarie durante le fasi di analisi e gestione di un incidente, fornendo un grande supporto all'analista che riesce così a parallelizzare e concentrarsi sulle attività più complesse che richiedono l'intervento umano.
Inoltre, un'evoluzione significativa che ha caratterizzato il CERT nel 2022 consiste nel potenziamento del team interno con nuovi professionisti in materia cyber security.

L'economia circolare

L'economia circolare rappresenta per Enel un driver strategico sin dal 2015 ed è pertanto integrato in tutte le attività del Gruppo in modo da rendere il modello di business più sostenibile e competitivo.
L'economia circolare rappresenta infatti un elemento fondamentale nella transizione verso un modello economico sostenibile grazie a un approccio integrato nell'utilizzo delle risorse naturali, siano esse fonti rinnovabili, combustibili o materie prime. Decarbonizzazione ed elettrificazione non sono infatti temi separati rispetto alla circolarità ma fanno parte di un unico paradigma finalizzato a sviluppare un nuovo modello economico, volto a ridurre il più possibile la dipendenza dalle materie prime garantendo la piena sostenibilità ambientale e sociale e la competitività del modello di business.

La visione del Gruppo si fonda su cinque pilastri, che agiscono attraverso tre leve principali: il design (a partire dalla scelta dei materiali in input fino a una progettazione orientata all'estensione della vita utile e alla massimizzazione del fattore di utilizzo del bene e del valore recuperabile a fine vita), le modalità di utilizzo del bene (ossia, estensione della vita utile, sharing, product as a service) e la chiusura dei cicli (ossia, riuso, rimanifattura, riciclo e riutilizzo dei materiali recuperati come nuovo input circolare).



Il modello circolare è stato quindi implementato in tutte le attività del Gruppo, con l'obiettivo di ridisegnare la catena del valore al fine di ridurre il consumo di risorse e i relativi impatti sociali e ambientali e rendere il modello di business più competitivo mediante la riduzione dei rischi geopolitici e di prezzo legati all'approvvigionamento di materie prime, in particolare quelle critiche. A tal proposito, tra le iniziative in corso, Enel sta promuovendo l'utilizzo di risorse rinnovabili o derivanti da precedenti cicli di vita (per es., plastica riciclata per gli smart meter o per le infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici) e identificando nuove soluzioni che utilizzano materiali alternativi (per es., lo storage gravitazionale o termico che utilizza materiali più sostenibili, come le rocce, rispetto a quelli relativi all'accumulo chimico).
L'approccio circolare di sua natura necessita di un approccio open, aperto quindi alla continua collaborazione con i diversi stakeholder, e di un ecosistema allargato (fornitori, clienti, istituzioni, ecosistema di innovazione ecc.) che non sia limitato solamente al proprio settore specifico includendo controparti di settori e ambiti nuovi con cui si possano sviluppare sinergie. Per tale motivo, Enel ha implementato la strategia di Circular Procurement, che mira a migliorare la circolarità dei prodotti e dei servizi acquistati, e sta inoltre sviluppando strumenti e nuovi approcci per migliorare la tracciatura dei materiali e dei relativi impatti lungo la catena del valore, al fine di incentivare i fornitori a efficientare l'utilizzo delle risorse attraverso il riciclo e il recupero a fine vita delle stesse.

Enel, fin dalle fasi iniziali di adozione dell'approccio circolare, ha fatto leva sulla misurazione dei benefíci ambientali ed economici della circolarità, con la consapevolezza che un modello deve essere misurabile per poter essere non solo sostenibile ma anche economicamente competitivo. Nell'ambito del World Economic Forum 2023 a Davos, Enel ha lanciato un nuovo KPI di misurazione della circolarità, l'"Economic CirculAbility©" che considera l'EBITDA complessivo del Gruppo e lo confronta con la quantità di risorse consumate, sia combustibili sia materie prime, lungo tutta la catena del valore dalle diverse attività di business. Al contempo il Gruppo si è impegnato a raddoppiare questo indicatore entro il 2030 rispetto al valore del 2020, dimezzando quindi la quantità di risorse consumate rispetto all'EBITDA generato. Enel diventa in questo modo la prima azienda al mondo ad adottare un indicatore di circolarità di questo tipo e a porsi un tale, ambizioso obiettivo.



VCchain
IMC
IWEF
IHIG

Centralità delle persone

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Al 31 dicembre 2022 i dipendenti sono pari a 65.124 persone (66.279 persone al 31 dicembre 2021). Nel 2022 si registra una diminuzione dell'organico del Gruppo di 1.155 persone, in cui il saldo positivo tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (1.998 persone) viene più che compensato dalle variazioni di perimetro (complessivamente pari a -3.153 persone), sostanzialmente riferite:

- all'acquisizione della società Enel Hydro Appennino Centrale Srl in Italia;
- all'acquisizione della società Melita Italia Srl in Italia;
- alla vendita della società PayTipper SpA in Italia;
- alla vendita della società CityPoste Payment SpA in Italia;
- alla vendita della società PayTipper Network Srl in Italia;
- alla vendita della società FlagPay Srl in Italia;
- alla vendita della società Gridspertise Srl in Italia;
- alla vendita delle società Enel Geração Fortaleza SA, Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) e Gridspertise Latam SA in Brasile;
- alla vendita delle società Teploprogress, LLC Enel Rus Wind Azov, LLC Enel Rus Wind Kola ed Enel Russia in Russia;
- alla vendita della società Enel Transmisión SA in Cile;
- alla vendita della società Gridspertise Iberia SL in Spagna.

Nelle tabelle di seguito riportate si analizzano la consistenza dei dipendenti e la relativa variazione per genere, fascia d'età, inquadramento e area geografica. Inoltre, solo per consistenza dipendenti è esposta anche l'analisi per Linea di Business.

Consistenza dei dipendenti

		2022	2021	2022-2021	
Dipendenti per genere:	n.	**65.124**	**66.279**	**(1.155)**	**-1,7%**
- di cui uomini	n.	49.899	51.341	(1.442)	-2,8%
	%	76,6	77,5	-0,9	-1,2%
- di cui donne	n.	15.225	14.938	287	1,9%
	%	23,4	22,5	0,9	4,0%
Dipendenti per fasce di età:	n.	**65.124**	**66.279**	**(1.156)**	**-1,7%**
- <30	n.	8.543	7.761	782	10,1%
	%	13,1	11,7	1,4	12,0%
- 30-50	n.	36.795	38.024	(1.229)	-3,2%
	%	56,5	57,4	-0,9	-1,6%
- >50	n.	19.786	20.494	(708)	-3,5%
	%	30,4	30,9	-0,5	-1,6%
Dipendenti per inquadramento:	n.	**65.124**	**66.279**	**(1.155)**	**-1,7%**
- manager	%	2,1	2,1	-	-
- middle manager	%	19,4	18,5	0,9	4,9%
- white collar	%	53,2	53,6	-0,4	-0,7%
- blue collar	%	25,3	25,8	-0,5	-1,9%
Dipendenti per area geografica:	n.	**65.124**	**66.279**	**(1.155)**	**-1,7%**
- Italia	n.	31.664	30.276	1.388	4,6%
	%	48,6	45,7	2,9	6,3%
- Iberia	n.	9.643	9.518	125	1,3%
	%	14,8	14,4	0,4	2,8%
- America Latina	n.	17.361	18.763	(1.402)	-7,5%
	%	26,7	28,3	-1,6	-5,7%
- Europa	n.	3.532	4.994	(1.462)	-29,3%
	%	5,4	7,5	-2,1	-28,0%
- Nord America	n.	2.100	1.914	186	9,7%
	%	3,2	2,9	0,3	10,3%
- Africa, Asia e Oceania	n.	824	814	10	1,2%
	%	1,3	1,2	0,1	8,3%

Consistenza dei dipendenti per Linea di Business

N.

	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Percentuale sul totale delle continuing operation al 31.12.2022	Percentuale sul totale delle continuing operation al 31.12.2021
Generazione Termoelettrica e Trading	6.447	7.847	10,4%	11,8%
Enel Green Power	9.397	8.989	15,2%	13,5%
Enel Grids	30.262	33.263	49,0%	50,2%
Mercati finali	5.418	6.148	8,8%	9,3%
Enel X	2.875	3.352	4,7%	5,1%
Holding, Servizi e Altro	7.325	6.680	11,9%	10,1%
Totale continuing operation	**61.724**	**66.279**	**100,0%**	**100,0%**
Totale discontinued operation	**3.400**	**-**		
TOTALE	**65.124**	**66.279**		

Variazione della consistenza dei dipendenti

Consistenza al 31 dicembre 2021	**66.279**
Assunzioni	6.412
Cessazioni	(4.414)
Variazioni di perimetro	(3.153)
Consistenza al 31 dicembre 2022	**65.124**

Analisi della variazione della consistenza

		2022	2021	2022-2021	
Tasso di ingresso	%	**9,8**	**8,1**	**1,7**	**21,0%**
Persone in entrata per genere:	n.	**6.412**	**5.401**	**1.011,0**	**18,7%**
- di cui uomini	n.	4.356	3.764	592	15,7%
	%	67,9	69,7	-1,8	-2,6%
- di cui donne	n.	2.056	1.637	419	25,6%
	%	32,1	30,3	1,8	5,9%
Persone in entrata per fasce d'età:	n.	**6.412**	**5.401**	**1.011**	**18,7%**
- <30	n.	3.359	2.579	780	30,2%
	%	52,4	47,8	4,6	9,6%
- 30-50	n.	2.905	2.653	252	9,5%
	%	45,3	49,1	-3,8	-7,7%
- >50	n.	148	169	(21)	-12,4%
	%	2,3	3,1	-0,8	-25,8%
Persone in entrata per area geografica:	n.	**6.412**	**5.401**	**1.011**	**18,7%**
- Italia	n.	2.866	1.697	1.169	68,9%
	%	44,7	31,5	13,2	41,9%
- Iberia	n.	741	693	48	6,9%
	%	11,6	12,8	-1,2	-9,4%
- America Latina	n.	1.542	1.704	(162)	-9,5%
	%	24,0	31,5	-7,5	-23,8%
- Europa	n.	443	439	4	0,9%
	%	6,9	8,1	-1,2	-14,8%
- Nord America	n.	614	636	(22)	-3,5%
	%	9,6	11,8	-2,2	-18,6%
- Africa, Asia e Oceania	n.	206	232	(26)	-11,2%
	%	3,2	4,3	-1,1	-25,6%

		2022	2021	2022-2021	
Tasso di turnover	%	**6,8**	**8,8**	**-2,0**	**-22,7%**
Cessazioni per genere:	n.	**4.414**	**5.862**	**(1.448)**	**-24,7%**
- di cui uomini	n.	3.391	4.779	(1.388)	-29,0%
	%	76,8	81,5	-4,7	-5,8%
- di cui donne	n.	1.023	1.083	(60)	-5,5%
	%	23,2	18,5	4,7	25,4%
Cessazioni per fasce d'età:	n.	**4.414**	**5.862**	**(1.448)**	**-24,7%**
- <30	n.	655	702	(47)	-6,7%
	%	14,8	12,0	2,8	23,3%
- 30-50	n.	1.759	2.275	(516)	-22,7%
	%	39,9	38,8	1,1	2,8%
- >50	n.	2.000	2.885	(885)	-30,7%
	%	45,3	49,2	-3,9	-7,9%
Cessazioni per area geografica:	n.	**4.414**	**5.862**	**(1.448)**	**-24,7%**
- Italia	n.	1.224	1.249	(25)	-2,0%
	%	27,7	21,3	6,4	30,0%
- Iberia	n.	578	956	(378)	-39,5%
	%	13,1	16,3	-3,2	-19,6%
- America Latina	n.	1.534	2.779	(1.245)	-44,8%
	%	34,8	47,4	-12,6	-26,6%
- Europa	n.	454	406	48	11,8%
	%	10,3	6,9	3,4	49,3%
- Nord America	n.	428	361	67	18,6%
	%	9,7	6,2	3,5	56,5%
- Africa, Asia e Oceania	n.	196	111	85	76,6%
	%	4,4	1,9	2,5	-

Formazione e sviluppo

L'evoluzione veloce e continua del business e il supporto alla strategia aziendale verso una transizione equa determinano la necessità di nuovi profili tecnici e professionali e la naturale scomparsa di altri. In questo contesto, la formazione continua delle persone così come le strategie di upskilling, mirate allo sviluppo di percorsi di formazione e di empowerment che permettono un miglioramento dello svolgimento del proprio ruolo, e reskilling, mirate all'apprendimento di abilità e competenze che consentono alle persone di ricoprire posizioni e ruoli differenti da quelli precedenti, acquisiscono un'importanza sempre più rilevante.

A sostegno delle strategie aziendali, nel 2022 sono state erogate complessivamente circa 3,1 milioni di ore di formazione in crescita rispetto all'anno precedente (circa 2,9 milioni di ore nel 2021), superiore a 47 ore medie *pro capite* (oltre 44 ore medie *pro capite* nel 2021). Ciò è stato possibile grazie al potenziamento dei tool digitali e della piattaforma E-Ducation, che hanno garantito l'accessibilità diffusa dei contenuti e una maggiore cultura della digitalizzazione per l'apprendimento anche da remote working. In particolare, in Italia, è stato siglato l'accordo di Smart Working che prevede, per i dipendenti che svolgono attività remotizzabili, giornate di lavoro in smart working fino a un massimo del 60% delle giornate lavorative con la possibilità di incrementare tale percentuale a fronte di situazioni particolari. Questa capacità di flessibilità e resilienza fa leva sull'esperienza consolidata di smart working, iniziata in Italia già dal 2016 e poi gradualmente diffusa in tutto il Gruppo, e sulla trasformazione tecnologica e digitale della strategia aziendale che ha reso Enel la prima tra le grandi utility al mondo ad aver abbracciato al 100% il modello cloud.
In aggiunta alle iniziative di formazione e sensibilizzazione per accompagnare l'adozione di modalità lavorative completamente digital, si confermano i percorsi formativi legati a tematiche riguardanti comportamenti, aspetti tecnici, sicurezza, nuove competenze e alla cultura digitale.
In linea con l'impegno del Gruppo, il budget di formazione si è quindi rafforzato ulteriormente rispetto all'anno precedente, con un costo complessivo del training sostenuto nel 2022 che ammonta a circa 30 milioni di euro (circa 20 milioni di euro nel 2021).

Formazione media per dipendente

		2022	2021	2022-2021	
Numero medio di ore di training	h/*pro capite*	**47,4**	**44,6**	**2,8**	**6,3%**
Numero medio di ore di formazione per inquadramento:					
- manager	h/*pro capite*	44,1	29,6	14,5	49,0%
- middle manager	h/*pro capite*	47,4	41,9	5,5	13,1%
- white collar	h/*pro capite*	43,0	38,4	4,6	12,0%
- blue collar	h/*pro capite*	57,1	60,3	(3,2)	-5,3%
Numero medio di ore di formazione per genere:					
- uomini	h/*pro capite*	48,3	46,5	1,8	3,9%
- donne	h/*pro capite*	44,3	37,7	6,6	17,5%

Per quanto riguarda le azioni di sviluppo e valutazione delle persone Enel, nel 2022 si è consolidato il programma dell'Open Feedback Evaluation (OFE), uno strumento che in maniera continuativa e a 360 gradi permette di raccogliere i feedback da tutti i colleghi, creando un dialogo costante tra e con le persone.
Il nuovo modello OFE si compone di tre dimensioni interdipendenti tra loro: il "Talento", che consiste nella messa in evidenza delle proprie competenze individuali legate ai quattro valori Open Power di Fiducia, Responsabilità, Innovazione e Proattività; la "Generosità", intesa come attitudine a entrare in relazione con gli altri, e infine l'"Azione", ovvero la capacità, valutata dai responsabili verso i propri collaboratori, di conseguire gli obiettivi professionali.

Sempre nell'ottica di promozione dello sviluppo e di valorizzazione delle unicità, sono a disposizione delle persone strumenti di accompagnamento, come il Job Shadowing, il Mentoring e il Coaching, per l'accrescimento della propria consapevolezza e per esprimere i propri talenti, favorendo un clima inclusivo e orientato all'ascolto. Sul Mentoring quest'anno abbiamo coinvolto 667 colleghi a livello globale (325 Mentees e 342 Mentors).

Infine, sempre nell'ottica di una maggiore valorizzazione della persona, il 2022 ha visto il passaggio dal sistema basato sull'assessment valutativo per l'accesso alle posizioni manageriali allo sviluppo di un percorso di empowerment che supporta le persone a prendere consapevolezza dei propri talenti, competenze, attitudini, orientamenti e aspirazioni, sostenendole nei ruoli organizzativi più complessi.
In tale contesto, nel piano di successione annuale delle posizioni manageriali sono stati introdotti nuovi criteri di selezione, volti all'inclusione e alla valorizzazione della diversity. In particolare, è stato rimosso il limite di età per l'accesso al piano di successione, è stato introdotto un criterio che assicura la presenza di almeno il 50% delle donne tra i successori ed è stato incentivato l'inserimento dei cosiddetti "white collar" tra le nomine.

Ascolto e miglioramento del benessere organizzativo

A fine 2022 è stata lanciata una nuova survey di Open Listening, un canale di ascolto globale che ha l'obiettivo di rilevare il clima aziendale. Alla survey 2022 ha risposto il 75,6% dei dipendenti del Gruppo e il tasso complessivo di soddisfazione sul lavoro delle persone è stato dell'89, 6%. La survey ha l'obiettivo di rilevare stato d'animo, benessere e soddisfazione lavorativa, attraverso un costante ascolto su alcune tematiche rilevanti per l'Azienda (tra cui work life balance, networking, formazione, diversità e inclusione).

Inoltre, già a partire dal 2021, Enel ha costruito insieme alle persone un modello globale di Wellbeing che poggia su otto pilastri che impattano sulla soddisfazione generale: il benessere psicologico, fisico, sociale, etico, economico, culturale, il work-life harmony e il senso di protezione. Per misurare il benessere e rilevare le iniziative più importanti per le persone, è stata condotta una survey globale dedicata proprio al Wellbeing. I risultati della survey 2021, reiterata in ottobre 2022 con l'aggiunta della dimensione della motivazione, hanno consentito l'elaborazione e il lancio nel 2022 del Programma Globale di Benessere, col coinvolgimento di un team internazionale, eterogeneo e multiculturale. Il programma è rivolto a tutte le persone Enel ed è disegnato con una experience che combina fisico e digitale.
Per quanto attiene ai risultati, le survey rilevano il livello di benessere generale percepito dai rispondenti, a livello globale, pari al 60%, intendendo che per il 60% dei rispondenti la soddisfazione sul proprio benessere è a livelli medio-alti.

Includere le diversità in Enel

In Enel inclusione, benessere, partecipazione e creazione di valore sono elementi fondanti dell'approccio alle persone. In particolare, l'approccio alla diversità e all'inclusione si fonda sui princípi di non discriminazione, pari opportunità, dignità e inclusione di ogni persona al di là di ogni forma di diversità, equilibrio tra vita privata e lavoro, e si sostanzia in un organico set di azioni che promuovono la cura e l'espressione dell'unicità di ciascuna persona, una cultura organizzativa inclusiva e priva di pregiudizi, e un coerente mix di competenze, qualità ed esperienze che creano valore per le persone e il business.
Tale approccio è stato sancito nello Statuto della Persona, il protocollo d'intesa firmato il 29 marzo 2022 da Enel che sottolinea l'importanza della cura del benessere e dell'integrità della persona in un ecosistema aziendale sano, sicuro, stimolante e partecipativo, affinché questa possa esprimere al meglio le proprie potenzialità.
Si tratta di un protocollo innovativo, un nuovo modello, concepito nell'epoca dell'incertezza per eccellenza per via della pandemia da COVID che ha di fatto trasformato le relazioni in ambito lavorativo, divenendo così anche una straordinaria opportunità di cambiamento, a coronamento di un percorso culturale già avviato da tempo in Enel. Nei processi di transizione energetica, digitale e culturale la persona diviene il fattore di successo, il vero vantaggio competitivo. Per affrontare i rapidi cambiamenti in atto è necessario un percorso inclusivo, a maggior ragione in ambito lavorativo; con questa consapevolezza, lo Statuto della Persona punta a valorizzare l'essere umano rendendolo protagonista di un ecosistema in cui Azienda e organizzazioni sindacali collaborano alla creazione di un ambiente di lavoro sano, sicuro, stimolante e partecipativo. Un ambiente in cui benessere, produttività, apprendimento continuo e sicurezza possano rafforzarsi a vicenda, concorrendo alla più piena realizzazione della persona, in un'ottica di sempre maggiore centralità e dunque anche responsabilità del singolo.
Le tappe che portano a oggi nascono nel 2013 con la pubblicazione della Policy sui Diritti Umani, seguita nel 2015 dall'adesione di Enel ai sette princípi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women, e dalla contemporanea pubblicazione della Policy Diversità e Inclusione, che esplicita i princípi di non discriminazione, pari opportunità, dignità, equilibrio tra vita privata e lavoro e inclusione di ogni persona, al di là di ogni forma di diversità. Nel 2019 la Workplace Harassment Policy introduce i temi del rispetto, dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro nella prevenzione di ogni tipo di molestia, e questi princípi sono stati condivisi nel 2020 nello Statement contro le molestie sul luogo di lavoro, pubblicato sul sito internet di Enel[43]. Nel 2021 è stata emessa la policy globale sull'Accessibilità digitale per assicurare pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali.

Negli ultimi anni, un'intensa attività di sensibilizzazione ha permesso di diffondere e rafforzare la cultura dell'inclusione a ogni livello e contesto organizzativo, attraverso campagne di comunicazione ed eventi globali e locali dedicati su temi diversi. Tra le iniziative più rilevanti sviluppate nel 2022 si segnalano azioni dedicate a incidere in modo sistemico sui vari aspetti del gender gap e sull'inclusione della disabilità, nuove iniziative globali di sensibilizzazione STEM, progetti per supportare le situazioni di vulnerabilità, iniziative relative alla diversità culturale in vari Paesi, eventi di sensibilizzazione sul concetto di unicità. In particolare, è stato organizzato l'evento globale "YOUniqueness makes the difference", volto all'esplorazione del concetto di unicità della persona nella sua dimensione relazionale e organizzativa ed è stata completata l'erogazione in tutto il Gruppo dei percorsi formativi "Oltre i bias" e "Molestie sul luogo di lavoro".

Diffondere la cultura dell'inclusione in Enel significa anche misurazione e target setting. Un approccio che si sostanzia in un organico piano di azioni misurate attraverso un ampio set di KPI oggetto di impegni approvati dagli organi societari e pubblicati nel Piano e nel Bilancio di Sostenibilità: tra questi, bilanciare la percentuale di donne nei processi di selezione, far crescere la rappresentanza di donne manager e middle manager e in succession plan manageriale, aumentare il numero di studentesse coinvolte in iniziative di sensibilizzazione STEM, promuovere progetti per l'inclusione dei colleghi con disabilità in tutte le fasi dell'employee journey.
In particolare, in termini di gender equality, la strategia aziendale si articola su diverse linee d'azione. Si sta rafforzando la presenza delle donne nei processi di selezione, arrivata al 52,2% nel 2022 (52,1% nel 2021), con un trend crescente negli ultimi cinque anni. In termini di presenza di donne in posizioni manageriali, si osserva che il numero e l'incidenza delle donne manager presentano un trend di continua crescita, con un incremento dell'1,3% nel 2022 (dal 23,6% del 2021 al 24,9% del 2022) della percentuale di donne manager. Continuano inoltre le azioni di valorizzazione delle donne, non solo nei ruoli apicali, i cui effetti saranno pienamente apprezzabili nel medio-lungo periodo, considerando anche la dinamica generazionale. Tra le azio-

(43) https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/enel-statement-against-harassment.pdf.

ni messe in campo a livello globale, la conferma, nel Piano di Long-Term Incentive, dell'obiettivo di performance, con un peso aumentato dal 5% al 10% del totale, rappresentato dalla percentuale di donne nei piani di successione del top management a fine 2024 con lo scopo di dare continuità a una politica di predisposizione di una platea idonea alle nomine manageriali del prossimo futuro.

Cresce inoltre negli anni l'impegno volto alla promozione della presenza femminile nei percorsi di studio e professionali in area STEM (Scienze, Tecnologia, Ingegneria, Matematica) in collaborazione con scuole, università e istituzioni, per superare gli stereotipi di genere e diffondere l'importanza della cultura tecnico-scientifica sempre più integrata con la dimensione umanistica. Queste iniziative di consapevolezza e orientamento al mondo STEM hanno coinvolto nel 2022 quasi 10.000 studentesse delle scuole superiori e negli ultimi sei anni oltre 30.000 studentesse[44].

Sul tema della disabilità Enel mette a disposizione strumenti, servizi, metodi di lavoro e iniziative per creare un contesto lavorativo e relazionale inclusivo per tutti che permetta lo svolgimento in piena autonomia delle attività lavorative, indipendentemente da qualsiasi disabilità. A livello globale sono presenti 2.129 colleghi con disabilità. Il tema è particolarmente rilevante per l'Italia (1.568 colleghi con disabilità, circa il 74% del Gruppo).

Con l'adesione di Enel all'iniziativa globale "Valuable 500" nel 2019, il tema è diventato oggetto di grande attenzione portando nel 2020 al lancio del progetto globale "Value for Disability" finalizzato a cogliere il potenziale di business e a promuovere l'inclusione di colleghi e clienti con disabilità attraverso l'ideazione di specifici piani di azione globali e locali. Tutti i Paesi con almeno un collega con disabilità hanno un focal point di riferimento per raccogliere e rispondere alle esigenze specifiche e ideare iniziative dedicate, come previsto dalla Policy Diversità e Inclusione. Molti Paesi hanno inoltre organizzato iniziative per valorizzare la dimensione interculturale, l'intergenerazionalità e la dimensione LGBTQ+.

Infine, per promuovere la cura di tutte le persone nelle situazioni di vita che hanno impatto sul lavoro, prosegue l'estensione nei diversi Paesi del progetto MaCro@Work Caring Program per i colleghi con malattie croniche e il Parental Program a supporto dell'esperienza parentale in tutto il Gruppo.

La tabella di seguito mostra l'impegno di Enel sulla diversità e inclusione, esponendo l'incidenza del personale con disabilità, il numero delle donne manager e middle manager e il rapporto tra retribuzione media base delle donne rispetto agli uomini.

Diversità e inclusione

		2022	2021	2022-2021	
Incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette	%	**3,3**	**3,2**	**0,1**	**3,1%**
Donne manager e middle manager	n.	**4.462**	**4.163**	**299**	**7,2%**
Percentuale di donne manager e middle manager	%	**31,8**	**30,6**	**1,2**	**3,9%**
Percentuale di donne nei piani di successione manageriale	%	**46,1**	**42,7**	**3,4**	**8,0%**
Percentuale di donne nei piani di successione dei top manager	%	**50,0**	**-**	**50,0**	**-**
Rapporto tra stipendio base e retribuzione					
Rapporto stipendio base donne/uomini:	%	**104,7**	**104,8**	**-0,1**	**-0,1%**
- manager	%	83,9	84,6	-0,7	-0,8%
- middle manager	%	92,8	94,2	-1,4	-1,5%
- white collar	%	88,8	88,4	0,4	0,5%
- blue collar	%	125,0	111,2	13,8	12,4%
Rapporto retribuzione base donne/uomini:	%	**105,4**	**105,1**	**0,3**	**0,3%**
- manager	%	80,7	81,1	-0,4	-0,5%
- middle manager	%	91,9	93,2	-1,3	-1,4%
- white collar	%	89,3	88,4	0,9	1,0%
- blue collar	%	125,4	112,0	13,4	12,0%

(44) Dal 2022 il dato include iniziative che coinvolgono solo istituti primari e secondari.

VCchain
HIG

Salute e sicurezza sul lavoro

La salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone rappresentano per Enel il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita. È proprio in quest'ottica che Enel si impegna quindi a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza, che garantisca un ambiente di lavoro sano e privo di pericoli per tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo.
L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, la segnalazione e l'analisi degli eventi, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, i continui controlli sulla qualità, la condivisione delle esperienze e il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza.

La tutela della salute e della sicurezza delle nostre persone è una responsabilità di chiunque lavori in Enel. Per questo, come previsto nella Stop Work Policy del Gruppo, sia il personale dipendente sia il personale delle imprese appaltatrici è tenuto a fermare tempestivamente qualsiasi attività che potrebbe mettere a rischio la propria salute e sicurezza o quella degli altri o, analogamente, che possa provocare un danno all'ambiente, inteso come compromissione della qualità delle sue componenti.

Ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale ISO 45001. Il Sistema di Gestione si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, nonché sulla verifica dell'efficacia delle stesse, sulle eventuali azioni correttive e sulla preparazione delle squadre operative.



La tabella di seguito espone i principali indicatori relativamente alla sicurezza sul lavoro.

		2022	2021	2022-2021	
Numero di ore lavorate	milioni di ore	**427,847**	**423,362**	**4,486**	**1,1%**
Enel	milioni di ore	123,624	123,421	0,203	0,2%
Imprese appaltatrici	milioni di ore	304,223	299,940	4,282	1,4%
Numero di infortuni totali (TRI)[1]	n.	**962**	**1.212**	**(250)**	**-20,6%**
Enel	n.	153	157	(4)	-2,5%
Imprese appaltatrici	n.	809	1.055	(246)	-23,3%
Indice di frequenza infortuni (TRI FR)[2]	i	**2,25**	**2,86**	**(0,61)**	**-21,3%**
Enel	i	1,25	1,27	(0,02)	-1,6%
Imprese appaltatrici	i	2,66	3,52	(0,86)	-24,4%
Numero di infortuni mortali (FAT)	n.	**6**	**9**	**(3)**	**-33,3%**
Enel	n.	1	3	(2)	-66,7%
Imprese appaltatrici	n.	5	6	(1)	-16,7%
Indice di frequenza infortuni mortali (FAT FR)	i	**0,014**	**0,021**	**(0,007)**	**-33,3%**
Enel	i	0,008	0,024	(0,016)	-66,7%
Imprese appaltatrici	i	0,016	0,020	(0,004)	-20,0%
Numero di infortuni "Life Changing Accidents" (LCA)[3]	n.	**2**	**4**	**(2)**	**-50,0%**
Enel	n.	-	1	(1)	-
Imprese appaltatrici	n.	2	3	(1)	-33,3%
Indice di frequenza infortuni "Life Changing Accidents" (LCA)	i	**0,005**	**0,009**	**(0,004)**	**-44,4%**
Enel	i	-	0,008	(0,008)	-
Imprese appaltatrici	i	0,007	0,010	(0,003)	-30,0%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (ACC>3 FR)[4]	i	**0,36**	**0,43**	**(0,07)**	**-16,3%**
Enel	i	0,48	0,49	(0,01)	-2,0%
Imprese appaltatrici	i	0,31	0,40	(0,09)	-22,5%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR)[5]	i	**0,50**	**0,65**	**(0,15)**	**-23,1%**
Enel	i	0,56	0,68	(0,12)	-17,6%
Imprese appaltatrici	i	0,48	0,64	(0,16)	-25,0%
Indice di frequenza degli High Potential Accident (HPO FR)[6]	i	**0,072**	**0,094**	**(0,022)**	**-23,4%**
Enel	i	0,057	0,065	(0,008)	-12,3%
Imprese appaltatrici	i	0,079	0,107	(0,028)	-26,2%

(1) Total Recordable Injury (TRI): comprendono tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, sono comprensivi degli infortuni che hanno comportato giorni di assenza dal lavoro LTI e dei First Aid (medicazioni) ovvero gli infortuni che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro.
(2) Il Total Recordable Injury Frequency Rate (TRI FR), così come tutti i Frequency Rate dei diversi tipi di eventi, è calcolato rapportando il numero degli eventi alle ore lavorate espresse in milioni.
(3) Life Changing Accidents (LCA): sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per es., amputazioni di arti, paralisi, ustioni estese e visibili ecc.). Si segnala che dal ciclo di reporting 2021 l'indicatore Life Changing Accident ha sostituito l'indicatore sugli High Consequence Injury in seguito a un lavoro di standardizzazione dell'informativa di sicurezza aziendale; pertanto, i valori 2020 e 2019 sono stati ricalcolati con la nuova metodologia.
(4) Indice di frequenza infortuni con giorni persi: è calcolato considerando gli infortuni che hanno provocato più di tre giorni di assenza complessiva dal lavoro.
(5) Lost Time Injuries Frequency Rate (LTI FR): è calcolato con tutti gli infortuni che hanno provocato almeno un giorno di assenza dal lavoro rapportati alle ore lavorate espresse in milioni.
(6) High Potential Accidents Frequency Rate (HPO FR): è calcolato con tutti gli infortuni che, per dinamica, hanno la potenzialità di causare un evento Life Changing o Fatale, rapportati alle ore lavorate espresse in milioni.

Rispetto all'anno precedente, nel 2022 si evidenzia un'importante riduzione di tutti gli indici infortunistici, in rapporto a un numero di ore lavorate quasi costante (+1,1%).
Nel 2022 il Total Recordable Injury Frequency Rate (TRI FR) è diminuito rispetto al 2021 del 21,3% attestandosi a circa 2,2 eventi infortunistici ogni milione di ore lavorate. Questa diminuzione si riscontra sia nel personale Enel (-1,6%) sia nel personale delle imprese appaltatrici (-24,4%).

Inoltre, per quanto riguarda gli eventi a più alto impatto si sono verificati:

- 6 infortuni mortali, di cui 1 a un dipendente del Gruppo (Enel Grids in Romania) e 5 a carico degli appaltatori (tutti in Enel Grids, 3 in Brasile, 1 in Italia e 1 in Argentina). Le cause di questi infortuni sono principalmente associate a rischi di tipo elettrico (5) e meccanico (1);
- 2 infortuni "Life Changing" a carico di personale di imprese appaltatrici, uno di Enel Grids in Brasile e l'altro di Enel X in Cile.

Nel 2022 sono stati realizzati 217 Extra Checking on Site (ECoS), ovvero assessment interni su sicurezza e ambiente che hanno lo scopo di valutare l'adeguatezza dell'organizzazione e dei processi in una specifica area operativa del Gruppo. Tali controlli sono effettuati da personale esperto HSEQ (Health, Safety, Environment and Quality), esterno alle unità operative oggetto di verifica, affiancato da profili tecnici specifici del business.
Per quanto riguarda la raccolta, analisi e gestione degli eventi, il Gruppo è dotato della Policy 106 "Classification, communication, analysis and reporting of incidents", che definisce ruoli e modalità affinché sia garantita la tempestiva comunicazione degli eventi incidentali e venga assicurato il processo di analisi delle cause, la definizione dei piani di miglioramento e il loro monitoraggio in funzione della tipologia di evento.
Sulla base delle evidenze emerse dal sistema di monitoraggio e controllo, è stato implementato un approccio "data-driven", basato su tool informatici e dashboard analitiche, che consente la valutazione delle performance delle unità organizzative e dei fornitori, l'individuazione delle aree a maggiore rischio di infortuni fatali e "Life Changing" e le successive modalità di gestione. Tale approccio si affianca alla raccolta e alla condivisione delle migliori pratiche che permettono di supportare il processo di apprendimento continuo ed evitare il ripetersi degli stessi eventi.
Verso i fornitori[45], l'approccio del Gruppo Enel è quello di considerare ognuno di essi come un partner con il quale condividere i princípi cardine della sicurezza e dell'ambiente. Pertanto tali temi sono integrati 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: gli HSE (Health Safety and Environment) Terms, il Supplier Performance Management (SPM), i Contractor Assessment (CA) e gli Evaluation Group (EG).
Come la sicurezza, anche la salute è un valore fondamentale per la cura e lo sviluppo delle nostre persone. Per questo il Gruppo Enel ha adottato un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e protezione, e si impegna a sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale.
In quest'ottica, in ambito sia globale sia locale Enel promuove iniziative volte a migliorare la qualità della giornata lavorativa, a livello sia fisico sia mentale; realizza campagne di sensibilizzazione per promuovere stili di vita sani; sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e offre convenzioni per l'accesso agevolato a servizi medici e sanitari, interventi di assistenza alle persone con disabilità e iniziative specifiche di medicina preventiva.
Per supportare i processi di cambiamento e garantire la diffusione a tutti i livelli di una solida cultura della sicurezza, nel Gruppo Enel è presente un articolato processo di gestione ed erogazione della formazione a tutti i suoi dipendenti. Complessivamente nel 2022 sono state erogate circa 1,245 milioni di ore di formazione al personale Enel sui temi di salute e sicurezza.
In particolare, all'interno dell'unità organizzativa HSEQ di Holding, è attiva l'unità SHE Factory che ha lo specifico obiettivo di implementare, integrare e armonizzare su tutto il perimetro di Gruppo progetti di formazione dedicati a promuovere una nuova mentalità per un modo di lavorare migliore, più sicuro per le persone e più sostenibile per l'ambiente come, per esempio, i corsi su Safety Leadership, Stop Work Policy, Buddy Partner.

VChain

Relazioni responsabili con le comunità

N. (mln)			
	2022	2021	2022-2021
Accesso all'energia accessibile e pulita	15,6	13,2	2,4
Istruzione di qualità, equa e inclusiva	3,7	3,0	0,7
Lavoro dignitoso e crescita economica	4,9	3,7	1,2

Instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali rappresenta un pilastro fondamentale della strategia del Gruppo, alla base di un modello di sviluppo e gestione del business che non lasci indietro nessuno e sia in grado di creare valore condiviso nel lungo periodo per tutti gli stakeholder. L'approccio è declinato lungo l'intera catena del valore e si articola su sei passaggi principali come l'analisi dei contesti già nella fase iniziale dei progetti di business, la mappatura e analisi degli stakeholder e delle loro priorità, l'elaborazione della matrice di materialità per

(45) Fornitori: persona fisica o giuridica (appaltatore principale, subappaltatore, consorzio, gruppo di imprese, lavoratore autonomo) che svolge attività o servizi nell'ambito di contratti sottoscritti da società del Gruppo Enel, ma non è alle dipendenze del Gruppo Enel.

poi pianificare e gestire progetti di sostenibilità che vengono valutati in diverse fasi di realizzazione del progetto. Nell'approccio sono inclusi anche i modelli di cantieri e impianti sostenibili. Ulteriore evoluzione è costituita dall'estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, oltre che nell'innovazione dei processi che passa attraverso l'utilizzo delle nuove tecnologie per contribuire alla costruzione di comunità sempre più circolari, inclusive e sostenibili.
In linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), Enel contribuisce concretamente al progresso sostenibile dei territori. Un impegno pienamente integrato nel nostro purpose e nei valori aziendali, dall'ampliamento delle infrastrutture ai programmi di istruzione e formazione professionale, ai progetti ideati per sostenere attività culturali ed economiche. Iniziative specifiche sono state volte a promuovere l'accesso all'energia, l'elettrificazione rurale e suburbana, affrontare la povertà energetica e promuovere l'inclusione sociale per le categorie più deboli della popolazione, impiegando anche nuove tecnologie e approcci di economia circolare, adottando una strategia che incorpori pienamente la sostenibilità nel proprio modello di business e attività. Diverse le iniziative sviluppate a livello globale per la tutela della biodiversità, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione di Gruppo.

In particolare, due sono le grandi sfide: una transizione equa e sostenibile e la ripresa post-pandemica.
La transizione energetica rappresenta un importante acceleratore di crescita e modernizzazione dell'industria, grazie alle potenzialità che offre in termini di sviluppo economico, benessere, qualità della vita ed eguaglianza. Per cogliere queste opportunità sono necessarie politiche lungimiranti, che assicurino una transizione giusta e inclusiva e che tenga conto in particolare delle esigenze delle categorie sociali più esposte al cambiamento. Enel è convinta che per generare un profitto durevole occorra condividere valore con l'intero contesto in cui si opera.
Con il perdurare della pandemia da COVID-19 è continuato l'impegno a sostegno delle comunità, attivando iniziative specifiche sul recupero socioeconomico attraverso lo sviluppo di marketplace locali, favorendo l'accesso al credito e la promozione di modelli di business inclusivi a sostegno delle fasce più deboli della popolazione, con particolare attenzione alle persone in condizioni vulnerabili dal punto di vista fisico, sociale ed economico. Molti i progetti anche in tema di digitalizzazione per sostenere la connettività nelle aree rurali e l'alfabetizzazione informatica, incoraggiare la partecipazione delle donne nelle materie STEM, sviluppare piattaforme di e-commerce e soluzioni online od offline a impatto positivo per le economie locali.
Nel 2022 sono stati realizzati oltre 2.300 progetti di sostenibilità con un coinvolgimento di più di 6,3 milioni di beneficiari nei diversi Paesi in cui Enel è presente. In linea con gli SDG i progetti riguardano l'ampliamento delle infrastrutture, programmi di istruzione e formazione professionale, progetti di supporto alle attività culturali ed economiche, promozione dell'accesso all'energia, elettrificazione rurale e suburbana, la povertà energetica e la promozione dell'inclusione sociale per le categorie più vulnerabili della popolazione. Leva fondamentale per la realizzazione di tali progetti è il ricorso a oltre 1.200 partnership attive a livello internazionale con organizzazioni non-profit, imprese sociali, startup e istituzioni radicate sul territorio.
Un approccio che porta alla realizzazione di una vasta gamma di progetti in diversi ambiti, anche grazie all'attivazione di ecosistemi virtuosi come la piattaforma Open Innovability® che si basa sull'apertura e la condivisione, facilitando e promuovendo l'identificazione di idee e soluzioni sociali innovative.

Il coinvolgimento delle comunità locali è fondamentale per sviluppare un dialogo costruttivo che possa contribuire fattivamente a fronteggiare le sfide poste dagli impatti sociali della decarbonizzazione dell'economia e identificare interventi efficaci per rispondere a bisogni locali in sinergia con gli obiettivi aziendali.

Catena di fornitura sostenibile

		2022	2021	2022-2021	
Fornitori attivi	n.	20.434	11.311	9.123	80,7%
Fornitori (FTE)	n.	172.854	170.421	2.433	1,4%
Fornitori qualificati valutati su aspetti ESG	%	99	99	-	-
Fornitori qualificati e valutati su aspetti sociali (compresi diritti umani e salute e sicurezza) per tutti i gruppi merceologici	%	99	99	-	-
Fornitori qualificati e valutati su aspetti ambientali per tutti i gruppi merceologici	%	99	99	-	-

In Enel, alla base dei processi di acquisto ci sono comportamenti orientati a reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione. Ai fornitori viene chiesto non solo di garantire i necessari standard qualitativi ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e ambiente.
Tale proposito viene perseguito all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui la Policy sui Diritti Umani di Gruppo, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i programmi globali di compliance.

Nel 2022 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un contratto è pari a oltre 6.213.

In tutte le fasi di approvvigionamento, vale a dire nella fase di qualificazione, nel processo di gara e contrattazione e nella fase di monitoraggio della performance, sono previste valutazioni di aspetti ambientali, sociali e di governance. Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 31 dicembre 2022 circa 31.400 qualificazioni attive) consente, infatti, una valutazione accurata delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto, attraverso l'analisi dei requisiti tecnici, economico-finanziari, legali, ambientali, relativi a diritti umani (tra cui salute e sicurezza) ed etici e di onorabilità.
Il possesso dei requisiti da parte dell'impresa deve essere garantito durante tutta la durata della qualificazione, e, a tal fine, le imprese già incluse nell'Albo dei Fornitori Qualificati di Enel sono costantemente monitorate, per eventi che riguardano sia la Società stessa sia i suoi principali esponenti, principalmente attraverso l'utilizzo di banche dati esterne. Per quanto riguarda il processo di gara e di contrattazione, in linea con l'impegno di Enel di introdurre aspetti legati alla sostenibilità l'Azienda si è dotata di un processo strutturato di definizione di "requisiti e fattori premianti di sostenibilità (K)" che possono essere utilizzati dalle diverse unità di acquisto e di monitoraggio durante tutto il periodo di esecuzione del contratto. Il processo prevede la presenza di due "Library", in cui sono catalogati tutti i requisiti e K di sostenibilità raggruppati nelle macrocategorie di certificazioni, aspetti ambientali, di circolarità e sociali. Sono state definite, inoltre, specifiche clausole contrattuali, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture e aggiornate periodicamente per tenere in considerazione i diversi adeguamenti normativi e allinearci alle migliori pratiche internazionali.
Le condizioni generali di contratto fanno riferimento alle vigenti normative in materia retributiva, contributiva, assicurativa e fiscale, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto da parte del fornitore. Inoltre, vengono richiamati esplicitamente i princípi di cui alle Convenzioni ILO e gli obblighi di legge in tema di parità di trattamento, divieto di discriminazione, abusi e molestie, libertà sindacale, associazione e rappresentanza, rifiuto del lavoro forzato, sicurezza e tutela ambientale e condizioni igienico-sanitarie. Nel caso di conflitto tra fonti normative, prevalgono quelle più restrittive. Le prestazioni dei fornitori sono oggetto di attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento. In particolare, tra i sistemi di monitoraggio eseguiti durante l'esecuzione del contratto troviamo il Supplier Performance Management (SPM) il cui obiettivo, in ottica di collaborazione con i nostri fornitori, è non solo di intraprendere eventuali azioni correttive in fase di esecuzione contrattuale, ma anche di incentivare un percorso di miglioramento grazie ad azioni che premino le migliori pratiche. Il processo si basa su una rilevazione obiettiva e sistematica di dati e informazioni relativi all'esecuzione della prestazione oggetto del contratto. Tali dati sono utilizzati per elaborare specifici indicatori, detti anche categorie (Qualità, Puntualità, Salute e Sicurezza, Ambiente, Diritti Umani & Correttezza, Innovazione & Collaborazione), che, combinati in una media ponderata, costituiscono l'indice di Supplier Performance (SPI).
Attraverso il processo di SPM sono stati monitorati nell'ultimo anno 701 gruppi merceologici e 7.666 fornitori (rispetto a 698 gruppi merceologici e circa 6.782 fornitori nel 2021).

Nel corso del 2022 sono proseguiti gli incontri con i fornitori per approfondire i temi inerenti alla decarbonizzazione, alla circolarità e ai diritti umani con l'obiettivo di condividere pratiche e approcci comuni e accompagnare i fornitori nel percorso virtuoso di sostenibilità.

Fatti di rilievo del 2022

Enel perfeziona l'acquisizione di 527 MW di impianti idroelettrici da ERG

In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022) da ERG Power Generation SpA a fronte di un corrispettivo complessivo di 1.267 milioni di euro. Gli impianti detenuti da Enel Hydro Appennino Centrale Srl, situati tra Umbria, Lazio e Marche, hanno una capacità installata di 527 MW e una produzione media annua di circa 1,5 TWh.

Enel colloca un Sustainability-Linked Bond da 2,75 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond

In data 10 gennaio 2022 Enel Finance International NV, la società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel SpA, ha collocato un Sustainability-Linked Bond da 2,75 miliardi di euro in tre tranche, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Fitch rivede il rating di Enel a lungo termine a "BBB+" e conferma il rating a breve termine a "F-2". Outlook stabile

L'agenzia Fitch Ratings ha comunicato in data 4 febbraio 2022 di aver rivisto il rating a lungo termine di Enel SpA portandolo a "BBB+" dal precedente livello di "A-". La stessa agenzia ha altresì confermato a "F-2" il rating a breve termine di Enel. L'outlook resta stabile.
Stando a quanto comunicato dall'agenzia, la modifica del rating di Enel riflette principalmente il previsto aumento della leva finanziaria nel medio termine, dovuto alle opportunità di investimento che hanno portato Enel a espandere progressivamente il suo piano di investimenti nel contesto della transizione energetica.

Enel finalizza il rinnovo della sua partnership con Cinven in Ufinet Latam

In data 24 marzo 2022 Enel X International Srl, società interamente controllata da Enel X Srl, ha finalizzato l'accordo siglato lo scorso 21 dicembre 2021 con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e con una holding controllata da Seventh Cinven Fund. In base a tale accordo Enel X International ha acquisito il 79,4% del capitale sociale di Ufinet Latam SLU (Ufinet) da Sixth Cinven Fund e ha contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della medesima società a Seventh Cinven Fund. A valle di questa operazione Enel X International detiene quindi una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, rinnovando la partnership nella società con Cinven.
In particolare, Enel X International, che in precedenza deteneva indirettamente il 20,6% del capitale di Ufinet, ha esercitato l'opzione call per l'acquisto del restante 79,4% a fronte di un corrispettivo di 1.320 milioni di euro. Enel X International ha ricevuto contestualmente 207 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili di Ufinet e, allo stesso tempo, ha venduto l'80,5% del capitale della società a Seventh Cinven Fund per un corrispettivo di 1.186 milioni di euro.
In base a tale accordo, oltre alla partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, Enel X International mantiene una rappresentanza nei consigli di amministrazione di quest'ultima e della sua holding, conservando diritti standard quale azionista di minoranza.

Enel lancia un Sustainability-Linked Bond da 750 milioni di sterline in una singola tranche

In data 5 aprile 2022 Enel Finance International NV ha collocato sul mercato un Sustainability-Linked Bond in sterline, legato al conseguimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Enel concorda una linea di credito da 600 milioni di euro con la Banca Europea per gli Investimenti e SACE per finanziamenti sustainability-linked in America Latina

In data 11 aprile 2022, nell'ambito delle azioni a sostegno dello sviluppo di programmi per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica in America Latina, Enel, la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), tramite la sua divisione per lo sviluppo EIB Global, e SACE, l'agenzia italiana di credito all'esportazione, hanno concordato un finanziamento quadro sustainability-linked che prevede una struttura multipaese, multibusiness e multivaluta fino a 600 milioni di euro (pari a oltre 650 milioni di dollari statunitensi), coperto dalla garanzia di SACE.
Nell'ambito dell'accordo, Enel Green Power Perú SAC, società controllata del Gruppo Enel, ha ottenuto un finanziamento di 130 milioni di dollari statunitensi, destinato alla realizzazione di progetti eolici e solari fotovoltaici per quasi 300 MW in Perù.
Il resto dello strumento da 600 milioni di euro servirà a promuovere la crescita degli investimenti sostenibili del Gruppo Enel in Brasile e Colombia attraverso progetti di generazione di energia rinnovabile e distribuzione di energia.

Enel incrementa la linea di credito revolving sustainability-linked a 13,5 miliardi di euro

In data 11 maggio 2022 Enel SpA e la sua società controllata di diritto olandese Enel Finance International NV (EFI) hanno sottoscritto un amendment and restatement agreement volto a incrementare di 3,5 miliardi di euro l'importo della linea di credito revolving sustainability-linked da 10 miliardi di euro, stipulata nel marzo 2021 con un pool di istituti bancari. L'accordo prevede che gli ulteriori 3,5 miliardi di euro saranno resi disponibili per tre anni, sino a maggio 2025, e, unitamente alla principale tranche da 10 miliardi di euro con scadenza nel marzo 2026, saranno utilizzati per soddisfare il fabbisogno finanziario del Gruppo, rafforzando così la solida posizione di liquidità di quest'ultimo.
La linea di credito, le cui principali condizioni finanziarie non hanno subíto variazioni a seguito della sottoscrizione dell'amendment and restatement agreement, è legata al Key Performance Indicator (KPI) relativo all'intensità di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo quindi al raggiungimento dell'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goal - SDG) 13 "Climate Action".
L'operazione fa parte della strategia finanziaria di Enel, che è sempre più improntata alla finanza sostenibile, e si pone in linea con l'obiettivo di raggiungere una quota di fonti di finanziamento sostenibile, rispetto al debito lordo totale del Gruppo, pari a circa il 65% nel 2024 e maggiore del 70% nel 2030, come previsto dal Piano Strategico di Gruppo.

Enel lancia con successo un Sustainability-Linked Bond multi-tranche da 3,5 miliardi di dollari statunitensi nei mercati USA e internazionali, il primo al mondo a essere legato a un percorso di completa decarbonizzazione

In data 9 giugno 2022 Enel Finance International NV (EFI), società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel SpA, ha lanciato sui mercati statunitense e internazionali un Sustainability-Linked Bond multi-tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 3,5 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 3,3 miliardi di euro.
Il bond è legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile (SDG) 13 ("Lotta contro il cambiamento climatico") delle Nazioni Unite e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.
Per la prima volta in assoluto per un gruppo multinazionale dell'energia, un prestito obbligazionario è legato a una traiettoria di completa decarbonizzazione, con la tranche a 30 anni dell'emissione in questione legata all'obiettivo del Gruppo Enel di conseguire zero emissioni dirette di gas serra da generazione di elettricità e calore entro il 2040.

Enel acquista azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2022

In data 28 giugno 2022 Enel SpA ha acquistato, nel periodo compreso tra il 20 e il 24 giugno 2022, sul mercato Euronext Milan organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA, n. 394.500 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 5,4063 euro per azione, per un controvalore complessivo di 2.132.769,266 euro.
L'operazione si riferisce all'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, disposto in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 19 maggio 2022 e deliberato a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2022.

Enel e Intesa Sanpaolo perfezionano l'acquisizione di Mooney

In data 14 luglio 2022 Enel, attraverso la società interamente controllata Enel X, e Intesa Sanpaolo, attraverso la controllata Banca 5, hanno perfezionato l'acquisizione da Shumann Investments, società controllata dal fondo internazionale di private equity CVC Capital Partners Fund VI, del 70% del capitale sociale di Mooney Group SpA.
In particolare, dopo aver ottenuto le necessarie autorizzazioni amministrative, Enel X ha acquisito il 50% del capitale

di Mooney, mentre Banca 5, che già deteneva il 30% del capitale di Mooney, ha aumentato la propria partecipazione al 50%, venendosi in tal modo a creare un controllo congiunto di entrambe le parti su Mooney.
Sulla base di un enterprise value del 100% di Mooney di 1.385 milioni di euro, Enel X ha pagato un corrispettivo complessivo di circa 225 milioni di euro (inclusivo dell'aggiustamento prezzo) per la parte di equity e di circa 125 milioni di euro per l'acquisto di un preesistente credito vantato da Schumann Investments SA nei confronti di Mooney.
In data 25 luglio 2022 tutte le attività relative ai servizi finanziari di Enel X in Italia, commercializzate con il marchio Enel X Pay, sono state vendute a Mooney. In particolare, Enel X ha ceduto a Mooney, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e controllate, dando vita in tal modo a una joint fintech europea. Queste operazioni sono in linea con il Piano Strategico 2022-2024 del Gruppo Enel e rientrano nel modello di Stewardship.

Enel lancia con successo un Sustainability-Linked Bond da 1 miliardo di euro nel mercato Eurobond

In data 6 settembre 2022 Enel Finance International NV, società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel SpA, ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1 miliardo di euro.

La nuova emissione è legata a raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile (SDG) 13 ("Lotta contro il cambiamento climatico") delle Nazioni Unite e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

In linea con il Piano Strategico, il nuovo Sustainability-Linked Bond contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di Gruppo legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo stesso, fissato a circa il 65% nel 2024 e a oltre il 70% nel 2030.

Nuovi prestiti obbligazionari sustainability-linked

In data 6 ottobre 2022 Enel SpA, attraverso le controllate Enel Finance International NV, società finanziaria di diritto olandese, ed Enel Finance America LLC, società finanziaria di diritto statunitense, ha lanciato alcuni prestiti obbligazionari sustainability-linked per un importo totale di 4,0 miliardi di dollari statunitensi, pari a circa 4,1 miliardi di euro, rivolti agli investitori istituzionali nei mercati statunitense e internazionali. Le obbligazioni sono state emesse separatamente in differenti tranche e saranno garantite da Enel.

Finanziamento generale sustainability-linked da 800 milioni di dollari USA con EKF e Citi

In data 12 ottobre 2022 il Gruppo Enel ha ricevuto da EKF, l'agenzia danese di credito all'esportazione, un finanziamento fino a 800 milioni di dollari statunitensi. Tale finanziamento, predisposto da Citi, si fonda sui rapporti commerciali che il Gruppo intrattiene a livello mondiale con i fornitori danesi ed è finalizzato a sostenere, attraverso uno strumento flessibile, lo sviluppo dell'energia eolica e a mitigare gli effetti del cambiamento climatico, obiettivi che rientrano nella strategia "Net Zero 2040" adottata da Enel.

Cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia

In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato due distinti accordi, rispettivamente con PJSC Lukoil e con il Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" per la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro.

Facendo seguito agli accordi del 16 giugno 2022, Enel SpA ha perfezionato in data 12 ottobre 2022 la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a 137 milioni di euro. L'operazione si è perfezionata in seguito all'avveramento di tutte le condizioni sospensive previste dai due distinti accordi sottoscritti con le citate controparti, inclusa l'approvazione dell'operazione da parte del Presidente della Federazione russa ai sensi del paragrafo 5 del Decreto n. 520 del 5 agosto 2022.
Con il completamento dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.
L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo complessivo di circa 1.551 milioni di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per circa 1.054 milioni di euro.

Enel perfeziona la cessione del business della trasmissione di elettricità in Cile

In data 9 dicembre 2022 Enel SpA informa che, facendo seguito agli accordi dello scorso 28 luglio, la sua controllata quotata Enel Chile SA ha perfezionato, con Sociedad Transmisora Metropolitana SpA (STM) e con la controllante Inversiones Grupo Saesa Ltda, la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società quotata cilena di trasmissione di energia elettrica.
A seguito dell'avveramento di alcune condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni e successivamente all'approvazione da parte dell'autorità antitrust cilena Fiscalía Nacional Económica (FNE), la cessione è stata eseguita in conformità a un'offerta pubblica di acquisto che STM e Mareco Holdings Corp. hanno avviato il 7 novembre e concluso il 6 dicembre 2022.

STM ha pagato un corrispettivo complessivo in termini di equity di 1.399 milioni di dollari statunitensi per l'intera partecipazione detenuta da Enel Chile in Enel Transmisión Chile, corrispondenti a circa 1.575 milioni di dollari statunitensi in termini di enterprise value, incluso l'aggiustamento prezzo basato sull'applicazione di un tasso di interesse a decorrere dal 1° gennaio 2022 fino alla data di lancio dell'offerta pubblica di acquisto.
Nell'ambito di tale operazione, STM ha inoltre rimborsato i prestiti intercompany di Enel Transmisión Chile.
L'operazione ha comportato la rilevazione a Conto economico di una plusvalenza di circa 1 miliardo di euro.

Enel avvia le trattative in esclusiva con PPC per la vendita di tutte le attività in Romania

In data 14 dicembre 2022 Enel SpA ha stipulato un accordo di esclusiva con la società greca Public Power Corporation SA (PPC) in relazione alla potenziale cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania ("Asset Target"). Durante il periodo di esclusiva, fino alla fine di gennaio 2023, le parti negozieranno la documentazione relativa all'operazione e PPC effettuerà un'adeguata due diligence sugli Asset Target; al termine di tale due diligence, il consiglio di amministrazione di PPC determinerà se quest'ultima presenterà un'offerta vincolante a Enel. Le parti provvederanno a informare il mercato qualora dovessero stipulare un accordo vincolante in merito all'operazione.

Enel finalizza la cessione del 50% di Gridspertise a CVC

Enel SpA informa che in data 22 dicembre 2022, facendo seguito all'accordo siglato in data 20 ottobre 2022, ha perfezionato tramite Enel Grids Srl la cessione del 50% della sua controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII (CVC) a seguito del verificarsi di tutte le condizioni previste dall'accordo precedentemente sottoscritto.

Ai sensi del citato accordo, CVC ha versato un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro, pari a un enterprise value di 625 milioni di euro (riferito al 100%). L'accordo prevede inoltre possibili pagamenti differiti che potrebbero portare l'enterprise value (riferito al 100%) fino a 1 miliardo di euro.
L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto positivo complessivo di circa 520 milioni di euro. A seguito dell'operazione, Enel e CVC gestiscono la società in regime di controllo congiunto.
L'operazione è in linea con l'attuale Piano Strategico del Gruppo Enel, secondo il modello di Stewardship, che prevede investimenti condotti con terze parti, con l'obiettivo di aggiungere nuove infrastrutture e servizi finalizzati ad accelerare il processo di elettrificazione della domanda di energia dei clienti.

Gli accordi in essere con la controparte prevedono tra le altre clausole che, a partire dal 2029, qualora CVC decidesse di vendere la propria quota sul mercato e non trovasse acquirenti disposti a riconoscere un prezzo tale da garantire un determinato ritorno dell'investimento effettuato dal fondo, Enel avrebbe la possibilità di riacquisire il controllo di Gridspertise. La valutazione di tale scenario è stata valutata come remota al 31 dicembre 2022.

Enel sottoscrive una linea di credito revolving da 12 miliardi di euro garantita da SACE

Enel SpA ha sottoscritto in data 23 dicembre 2022 con un pool di istituzioni finanziarie composto da Banco BPM SpA, BPER Banca SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Intesa Sanpaolo SpA e UniCredit SpA (quest'ultima anche in qualità di banca agente) una linea di credito revolving da 12 miliardi di euro dedicata alle esigenze di copertura dei collaterali per le attività di trading sui mercati dell'energia di Enel ed Enel Global Trading SpA.
La linea di credito, garantita dall'agenzia nazionale per il credito all'esportazione SACE SpA fino al 70% del suo im-

porto nominale e con durata pari a circa 18 mesi, è stata perfezionata in coerenza, tra l'altro, con le previsioni (i) della Comunicazione della Commissione Europea C(2022) 7945 final recante il "Quadro Temporaneo di Crisi per misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia a seguito dell'aggressione della Russia contro l'Ucraina" e della Decisione della Commissione Europea SA.104722 del 20 dicembre 2022 concernente "Aiuti di Stato: modifiche al regime italiano, compreso un aumento del bilancio fino a 23 miliardi di euro, per sostenere le aziende nel contesto della guerra della Russia contro l'Ucraina", nonché (ii) del decreto legge 17 maggio 2022 n. 50 (il "Decreto Aiuti"), convertito con legge 15 luglio 2022 n. 91, come modificato dal decreto legge 23 settembre 2022 n. 144, convertito con legge 17 novembre 2022, n. 175.

Enel perfeziona la cessione della società distributrice di elettricità nello Stato del Goiás in Brasile

In data 29 dicembre 2022, facendo seguito all'accordo firmato in data 23 settembre 2022, Enel SpA informa che Enel Brasil SA, controllata tramite la società cilena Enel Américas SA, ha perfezionato con Equatorial Participações e Investimentos SA (Equatorial), società controllata da Equatorial Energia SA, la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima.

In linea con l'accordo di compravendita sottoscritto a settembre 2022, il perfezionamento della vendita fa seguito all'approvazione dell'operazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Enel Brasil ed Enel Américas, oltre che all'avveramento di talune ulteriori condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni, compresa l'autorizzazione dell'autorità brasiliana per l'elettricità (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) e dell'autorità brasiliana per la concorrenza (Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE).

Enel Brasil ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Enel Goiás per un corrispettivo complessivo di circa 8,5 miliardi di real brasiliani (pari a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi), soggetto ad aggiustamento prezzo post-closing.
Relativamente al corrispettivo totale:

- Equatorial ha pagato al closing circa 1,5 miliardi di real brasiliani (pari a oltre 285 milioni di dollari statunitensi) per la parte di equity; ed
- Enel Goiás rimborserà, entro 12 mesi dal closing, i finanziamenti infragruppo per un ammontare pari a circa 7,0 miliardi di real brasiliani (equivalenti a circa 1,3 miliardi di dollari statunitensi).

L'operazione nel suo complesso include (i) l'attuale posizione finanziaria di Enel Goiás, (ii) i debiti della società verso terzi, e (iii) le contingency di Enel Goiás.
Inoltre, le parti hanno concordato un meccanismo di earn-out basato sull'esito delle attuali e possibili contingency.
L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo complessivo di circa 1 miliardo di euro.

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 società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito di un evento infortunistico verificatosi nella notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice.
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 Pubblico Ministero e successivamente è stato notificato agli imputati e alla società l'avviso di conclusione delle indagini preliminari. Con l'accesso al fascicolo del Pubblico Ministero da parte delle difese si è avuta contezza del provvedimento di stralcio della posizione di alcuni indagati, ai fini della relativa richiesta di archiviazione.

Procedimenti sanzionatori avviati dalla Direzione Generale dell'Energia del Governo delle Isole Canarie - Spagna

Il 6 ottobre 2021 la Direzione Generale dell'Energia del Governo delle Isole Canarie (Direzione Generale dell'Energia) ha notificato a Edistribución Redes Digitales SLU (EDRD) tre risoluzioni per l'avvio di altrettanti procedimenti disciplinari (ES.AE.LP 006/2019ES, AE.LP 007/2019ES e AE. LP 008/2019), rispettivamente, per presunte violazioni consistenti nell'ingiustificato rifiuto o alterazione del permesso di connessione a un punto della rete e nell'inosservanza degli obblighi di manutenzione e di corretto funzionamento di un servizio di contatto per reclami e incidenti. Il 29

ottobre 2021 EDRD ha presentato memorie scritte in ogni procedimento. L'importo delle sanzioni che potrebbero essere irrogate nei tre procedimenti è rispettivamente pari a 11, 18 e 28 milioni di euro. Successivamente la Direzione Generale dell'Energia ha concluso uno dei tre procedimenti (ES.AE.LP 006/2019ES) senza irrogare alcuna sanzione.
Il 24 gennaio 2022 la Direzione Generale dell'Energia ha notificato a EDRD una nuova risoluzione, datata 18 novembre 2021, con la quale è stato avviato un ulteriore procedimento disciplinare per la presunta commissione di cinque infrazioni classificate come continuate e gravi e di due infrazioni classificate come molto gravi e non continuate, segnalando la possibilità di applicare una sanzione per un ammontare massimo di 94 milioni di euro. Le infrazioni contestate si riferiscono nuovamente alle richieste di accesso e connessione alla rete, all'esecuzione delle connessioni, al trattamento delle richieste dei clienti, alle informazioni fornite, ai sistemi implementati e ai ritardi nell'esecuzione. Il 28 settembre 2022 la Direzione Generale dell'Energia ha notificato a EDRD una proposta di risoluzione, datata 26 settembre 2022, con la quale viene proposto di sanzionare EDRD con una multa pari a circa 31,5 milioni di euro per essere stata individuata come società responsabile della commissione di cinque infrazioni gravi e due infrazioni molto gravi previste dalla Legge del Settore Elettrico n. 24/2013. Allo stato, nessuna sanzione è stata irrogata.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Rio de Janeiro) – Brasile

In data 13 luglio 2022, Enel Distribuição Rio de Janeiro ha avviato un'azione cautelare ("writ of mandamus") per sospendere gli effetti della Risoluzione n. 3064/2022 con la quale la Direzione Generale dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha approvato, in data 12 luglio 2022, una revisione tariffaria straordinaria per l'anno 2022, il cui impatto è stato preliminarmente calcolato in circa 300 milioni di real brasiliani (circa 59 milioni di euro). Il 27 luglio 2022 il Tribunale Federale ha accolto la domanda cautelare di Enel Distribuição Rio de Janeiro concedendo la sospensione degli effetti della Risoluzione n. 3064/2022 fino a nuova deliberazione. Il 3 agosto 2022 ANEEL ha presentato ricorso avverso questa decisione e, successivamente, ha depositato una nota della Direzione Generale nella quale ha chiesto al Tribunale di riconsiderare la misura cautelare concessa a favore di Enel Distribuição Rio de Janeiro.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Recovery and Resilience Facility – REPowerEU

Alla luce dell'invasione russa dell'Ucraina, a maggio 2022 la Commissione Europea ha proposto il pacchetto REPowerEU, che prevede il finanziamento di nuove misure necessarie per diversificare l'approvvigionamento energetico e ridurre la dipendenza dell'Unione Europea dai combustibili fossili russi.
La proposta legislativa mira a fare del dispositivo per la ripresa e la resilienza il quadro strategico per le iniziative previste dal REPowerEU. Per avvalersi delle risorse di questo programma gli Stati membri dovranno infatti aggiungere nei loro piani per la ripresa e la resilienza un capitolo dedicato comprendente le riforme e i nuovi investimenti individuati per accelerare la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e al contempo mitigarne i costi e gli impatti socioeconomici durante la transizione.
La Commissione ha stimato in circa 300 miliardi di euro gli investimenti necessari entro il 2030 (210 miliardi di euro entro il 2027) per raggiungere gli obiettivi del REPower EU ed eliminare gradualmente le importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Di questi investimenti circa il 95% sarà dedicato all'accelerazione della transizione energetica (aumento della capacità di produzione di energia rinnovabile, efficienza energetica e pompe di calore in ambito residenziale, efficienza energetica e decarbonizzazione in ambito industriale, sviluppo delle reti di trasmissione, di distribuzione e dello storage, incremento della produzione di biometano sostenibile e delle biomasse).
Il processo legislativo, iniziato a maggio, si è di fatto concluso in dicembre con l'accordo provvisorio sulla proposta di regolamento del REPowerEU raggiunta dal Consiglio e dal Parlamento Europeo, che oltre a confermare i principali elementi proposti dalla Commissione ha anche definito le modalita di finanziamento del programma per il quale si prevede l'utilizzo di:

- circa 225 miliardi di euro di prestiti non ancora impiegati nei Piani di Ripresa e Resilienza. Anche i Paesi che hanno già utilizzato il plafond a loro disposizione (per es., Italia, Romania e Grecia) potranno accedervi, subordinatamente alle richieste dei Paesi che ne hanno ancora diritto;
- 20 miliardi di euro, finanziati sia dall'Innovation Fund sia dall'anticipo della vendita delle quote dell'ETS. Tali fondi saranno allocati per ciascun Paese secondo criteri di ripartizione che tengono conto della politica di coesione, della dipendenza degli Stati membri dai combustibili fossili e dell'aumento dei prezzi degli investimenti;
- ulteriori risorse provenienti da trasferimenti volontari della Brexit Adjustment Reserve (BAR) e fondi di coesione inutilizzati del precedente quadro finanziario pluriennale (2014-2020) per sostenere le PMI e le famiglie vulnerabili particolarmente colpite dai rincari dell'energia.

Per quel che riguarda il Recovery and Resilience Facility, nel corso del 2022 la Commissione e il Consiglio Europeo hanno continuato nella loro attività di approvazione dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza, approvando nel secondo semestre i Piani degli ultimi due Paesi rimasti, Ungheria e Olanda.
Sempre nel corso del 2022 l'Unione Europea ha continuato gli esborsi finanziari riferiti al programma a favore dei Paesi membri che ne facevano richiesta per pre-finanziamento delle attività o per raggiungimento delle milestone e target definiti nei Piani di Ripresa e Resilienza. Alla fine del 2022 il totale delle risorse erogate dall'Unione ammonta a circa 139 miliardi di euro (94 miliardi di euro di grant e 45 miliardi di euro di finanziamenti).

Evoluzione del pacchetto "Fit for 55" e del REPowerEU

Obiettivi energetici e climatici

Con il pacchetto "Fit for 55" pubblicato a luglio 2021 la Commissione Europea ha proposto un incremento dei target UE al 2030 a supporto di una maggiore ambizione climatica per raggiungere una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% al 2030 e arrivare alla neutralità climatica al 2050.
La crisi energetica iniziata nel 2021, esacerbata dalla crisi ucraina nel 2022, ha reso necessario individuare una serie di misure aggiuntive nel breve e medio termine per rafforzare la crescita economica, garantire la sicurezza dell'ap-

provvigionamento e mantenere l'impegno sui target climatici per l'Europa.
La strategia REPowerEU è la risposta della Commissione Europea che propone di:

- accelerare la diffusione delle energie rinnovabili, incrementando il target al 2030 del "Fit for 55" dal 40% al 45% e introducendo la "EU Solar Strategy";
- promuovere soluzioni di elettrificazione diretta che riducano la domanda di gas naturale negli usi finali e rafforzino le misure di efficienza energetica nel lungo termine, includendo un aumento dal 9% al 13% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica entro il 2030 inizialmente previsto dal pacchetto "Fit for 55";
- diversificare gli approvvigionamenti di commodity energetiche, in particolare attraverso misure di diversificazione a breve termine sul gas;
- modernizzare e digitalizzare l'infrastruttura di rete;
- promuovere l'obbligo di installazione di pannelli solari su nuovi edifici pubblici e commerciali e nuovi edifici residenziali a partire dal 2026 nell'ambito dell'iniziativa "Solar Rooftop".

Nel corso del 2022 le istituzioni europee sono state impegnate nella discussione dei diversi dossier all'interno del pacchetto "Fit for 55" e del suo adeguamento alle novità del REPowerEU. Tra i più rilevanti si segnalano la revisione della Direttiva Rinnovabili (RED III), della Direttiva Efficienza Energetica (EED), della Direttiva sulla prestazione energetica nel settore edilizio (EPBD), della Direttiva sulle emissioni (EU ETS) e del Regolamento sui limiti di emissioni CO_2 per i veicoli a motore.

Strategia Industriale

Il 10 marzo 2020 è stata presentata la nuova Strategia Industriale con l'obiettivo di mantenere la competitività mondiale dell'industria europea, rendere l'Europa climaticamente neutra entro il 2050 e plasmare il futuro digitale dell'Europa. La strategia propone una serie di iniziative (legislative e non) a supporto di tutti gli attori dell'industria europea, dalle grandi alle piccole imprese, centri di ricerca e startup. Le azioni includono misure complessive per modernizzare e decarbonizzare le industrie ad alta intensità energetica, per sostenere le industrie della mobilità sostenibile e intelligente, per promuovere l'efficienza energetica e garantire un approvvigionamento sufficiente e costante di energia a basse emissioni di carbonio e a prezzi competitivi. La Strategia Industriale prevede inoltre il lancio di una serie di nuove alleanze, come quella europea per l'idrogeno pulito, per accelerare la decarbonizzazione dell'industria e mantenere la leadership industriale, seguita da un'alleanza per industrie a basse emissioni di carbonio e un'alleanza su cloud e piattaforme industriali e sulle materie prime. Oltre a una serie completa di azioni, sia orizzontali sia a favore di specifiche tecnologie, la Commissione analizzerà sistematicamente i rischi e le esigenze dei diversi ecosistemi industriali. Nell'effettuare questa analisi, la Commissione lavorerà in stretta collaborazione con un forum industriale aperto e inclusivo, che sarà istituito entro settembre 2020.

Digitale

Il 3 giugno 2022 è stato adottato il regolamento europeo sulla governance dei dati (regolamento (UE) 2022/868) volto a organizzare e promuovere lo scambio di dati all'interno e attraverso l'UE, per costruire un'economia dei dati europea competitiva. Inoltre, i negoziati con gli Stati Uniti su un nuovo scudo per la privacy si sono conclusi con la pubblicazione, il 13 dicembre 2022, di un progetto di decisione di adeguatezza per l'accordo UE-USA, il Data Privacy Framework, che una volta adottato formalmente, riconosce che gli Stati Uniti garantiscono un livello adeguato di protezione per i dati personali trasferiti dall'UE.
Inoltre, durante il 2022 sono stati adottati due regolamenti, il Digital Markets Act (DMA) e il Digital Services Act (DSA), che introducono norme per tutti i servizi digitali, compresi i mercati online e altre piattaforme online che operano nell'Unione Europea. Il DMA stabilisce una serie di criteri oggettivi strettamente definiti per qualificare una grande piattaforma online come cosiddetto "gatekeeper". Il DSA stabilisce un nuovo standard per la responsabilità delle piattaforme online in merito a contenuti illegali e dannosi. Fornirà una migliore protezione agli utenti di internet e ai loro diritti fondamentali, oltre a definire un insieme unico di norme nel mercato interno, aiutando le piattaforme più piccole a crescere. Sempre in relazione all'uso dei dati, il 23 febbraio 2022 è stata pubblicata la proposta della Commissione Europea per un regolamento sui dati Data Act, toccando questioni delicate come gli obblighi di condivisione dei dati, la monetizzazione dei dati e l'accesso ai dati, proposta attualmente ancora in discussione a livello europeo.
A seguito delle sempre maggiori preoccupazioni nell'ambito dei rischi informatici, le discussioni sulla revisione della direttiva sulla sicurezza delle reti e dell'informazione (NIS2), volte a rafforzare la gestione dei rischi e degli incidenti e la cooperazione per le aziende essenziali, si sono concluse rapidamente e la direttiva (UE) 2022/2555 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE il 27 dicembre 2022. La nuova direttiva è stata allineata con la normativa di settore, in particolare il regolamento sulla resilienza operativa digitale per il settore finanziario (DORA), anch'esso pubblicato lo stesso giorno del regolamento (UE) 2022/2554 per fornire chiarezza giuridica e garantire la coerenza tra NIS2 e il presente regolamento.
Il 28 settembre 2022 la Commissione ha pubblicato due nuove proposte nell'ambito della strategia digitale dell'UE

e dell'intelligenza artificiale, i cui obiettivi principali sono adattare le norme sulla responsabilità all'era digitale, all'economia circolare e all'impatto delle catene del valore globali:

I. revisione della direttiva sulla responsabilità per danno da prodotti difettosi, modernizzazione delle norme sulla responsabilità per prodotti difettosi per ottenere un equo risarcimento di lesioni personali, danni o perdita di dati;
II. nuova direttiva sull'adeguamento delle norme sulla responsabilità civile extracontrattuale relativa all'intelligenza artificiale (IA), denominata "Direttiva sulla responsabilità dell'IA", volta ad armonizzare le norme nazionali in materia di responsabilità in cui il danno è dovuto a un comportamento illecito, facilitare l'ottenimento di risarcimenti e conferire alle imprese il diritto di agire in giudizio per responsabilità sulla base di una presunzione di causalità.

Entrambe le direttive sono attualmente in discussione a livello europeo e ci si aspetta che le discussioni proseguiranno durante il 2023.

Mobilità

Nel luglio del 2021, facendo seguito allo European Green Deal e alla "Strategia per una mobilità intelligente e sostenibile" pubblicati rispettivamente nel 2019 e nel 2020, la Commissione Europea ha emesso il pacchetto di proposte legislative cosiddetto "Fit for 55". Il pacchetto include numerose proposte relative al trasporto e per ridurre le emissioni CO_2 nel settore dei trasporti e accelerare la transizione verso una mobilità a zero emissioni.

Durante la seconda metà del 2022 Parlamento e Consiglio Europeo hanno progredito nell'analisi di numerosi dossier appartenenti al "Fit for 55", quali:

- la revisione dei CO_2 standards for cars and vans, in attesa di pubblicazione dell'atto finale, che aumenta la quota di riduzione dei limiti di emissione al 2030 per le passenger cars e LDV e introduce l'obbligo di vendita di veicoli leggeri solo a emissioni zero a partire dal 2035;
- Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR), in fase di trilogo, finalizzata allo sviluppo di un'infrastruttura pubblica per l'erogazione dei combustibili alternativi (ricarica elettrica, rifornimento idrogeno ecc.);
- la revisione della European Performance Building Directive (EPBD) per facilitare l'installazione di punti di ricarica in ambito residenziale;
- la revisione della Trans-European Network of Transport (TEN-T) Regulation che punta a ridurre le disparità regionali, economiche e sociali attraverso lo sviluppo di infrastrutture interconnesse per il trasporto aereo, stradale, ferroviario e marittimo a livello europeo;
- la revisione della Intelligent Transport System (ITS) Directive, in fase di trilogo, per regolare la diffusione dei sistemi di trasporto intelligenti nel settore del trasporto stradale e nelle interfacce con altri modi di trasporto;
- le iniziative ReFuelEU Aviation e FuelEU Maritime, in fase di trilogo, volte a ridurre le emissioni di gas a effetto serra per il trasporto aereo e marittimo, fissando limiti di emissioni per navi e aerei via via più stringenti e attraverso misure per la promozione di combustibili rinnovabili o a basse emissioni di carbonio.

Il 10 novembre 2022 la Commissione ha presentato la proposta sui nuovi standard Euro 7 per ridurre le emissioni inquinanti di veicoli leggeri e pesanti e migliorare la qualità dell'aria.

Pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas e l'idrogeno

Il 15 dicembre 2021 la Commissione Europea ha pubblicato il pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas, per definire un framework abilitante alla penetrazione nel sistema di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, incluso l'idrogeno, e le regole di mercato e di organizzazione del settore, inclusi gli aspetti infrastrutturali. Il pacchetto comprende norme per la certificazione dei gas a basse emissioni di carbonio che garantiscono una riduzione del 70% delle emissioni di gas serra.

Inoltre, promuove l'accesso e sconti tariffari per i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Tra i punti salienti vi sono le regole sull'unbundling verticale e orizzontale e sull'accesso alle reti nel settore dell'idrogeno, con disposizioni meno rigorose fino al 2030 ed esenzioni per le reti di idrogeno geograficamente confinate esistenti e nuove. La proposta della Commissione prevede anche RAB (Regulatory Asset Base) separate tra le infrastrutture del gas e dell'elettricità e quelle dell'idrogeno, ma consente, previa autorizzazione delle autorità di regolamentazione, trasferimenti finanziari tra le stesse per finanziare la rete dell'idrogeno (oneri sui consumatori finali gas ed elettricità). Infine, è previsto che i TSO (Transmission System Operator) gas debbano accettare ai confini miscele gas-idrogeno (c.d. "blending") fino a una percentuale del 5%, con una procedura di allocazione dei costi che prevede l'intervento delle autorità in caso di mancato accordo tra i gestori di rete.

La posizione finale per la negoziazione nel trilogo da parte di Parlamento e Consiglio è ancora in fase di definizione. La tendenza sembra essere quella di prevedere un quadro regolatorio meno stringente per l'idrogeno almeno nella fase iniziale.

Definizione di idrogeno rinnovabile

Come previsto dalla Direttiva Rinnovabili del 2018, la Commissione Europea è incaricata di emettere un atto delegato volto a definire i criteri con cui l'idrogeno prodotto da elettricità possa essere considerato rinnovabile. La Commissione ha aperto una consultazione formale degli stakeholder e l'atto è ora in revisione prima della sua adozione. I criteri riguardano i princípi di addizionalità per gli impianti rinnovabili che alimentano gli elettrolizzatori e la correlazione spaziale e temporale tra elettrolizzatori e impianti rinnovabili.
Il Parlamento Europeo ha espresso la sua contrarietà a regole troppo severe nel quadro della definizione della sua posizione sulla Direttiva Rinnovabili.

Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico

In concomitanza con la strategia idrogeno, l'8 luglio 2020 è stata presentata la strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico. Lo scopo della strategia è trasformare il sistema energetico odierno, in cui ogni settore (trasporti, industria, gas, edilizia) costituisce un compartimento stagno, creando nuovi collegamenti intersettoriali sfruttando i progressi tecnologici in modo da raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 al minor costo possibile. La strategia elenca 38 azioni per realizzare questo sistema energetico più integrato e si basa su tre assi portanti: un sistema energetico più circolare, imperniato sull'efficienza energetica, una maggiore elettrificazione diretta dei settori d'uso finale e la promozione dei combustibili puliti, compresi l'idrogeno rinnovabile, i biocarburanti e i biogas sostenibili nei settori difficili da elettrificare.

Just Transition Fund

Il Just Transition Fund (JTF) è uno strumento di funding, incluso all'interno del Just Transition Mechanism (JTM), volto a supportare i Paesi membri nella riduzione degli impatti economici e sociali della transizione verso un'economia climaticamente neutra. Le risorse complessive (2021-2027) a livello comunitario assegnate al JTF sono 17,5 miliardi di euro (a prezzi 2018), di cui 7,5 miliardi provenienti dal bilancio pluriennale UE 2021-2027 e 10 miliardi da Next Generation EU.
Il JTF accompagnerà lavoratori, imprese e autorità regionali nella transizione verde e finanzierà un discreto numero di attività, tra cui la bonifica e la decontaminazione di siti dismessi, investimenti in rinnovabili ed efficienza energetica, upskilling e reskilling e mobilità sostenibile.
A dicembre 2022 sono stati approvati i Piani Nazionali per la Transizione di Italia e Spagna con una dotazione finanziaria rispettivamente di 1,2 miliardi di euro e 869 milioni di euro (prezzi correnti).
Per quanto riguarda l'Italia, il piano ha concentrato gli investimenti nei territori del Sulcis Iglesiente e della Provincia di Taranto per interventi volti a contrastare gli effetti della transizione attraverso l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili per le imprese e le persone, la diversificazione del sistema produttivo locale, la mitigazione degli effetti sociali e occupazionali.
Il piano spagnolo riguarda in particolare la regione delle Asturie, le province di La Coruña, Teruel, León, Palencia, Almería, Cadice e Córdoba e un gruppo di comuni intorno ad Alcúdia sull'isola di Maiorca. Il piano investirà in efficienza energetica, economia circolare, fonti di energia rinnovabili (solare, eolico offshore, idrogeno rinnovabile) e nella "trasformazione verde" dell'industria del Paese.

Sustainable Finance

Con riferimento alla tassonomia europea, il primo atto delegato, che stabilisce i criteri tecnici di screening per determinare se una specifica attività economica contribuisca sostanzialmente alla lotta al cambiamento climatico (adattamento e mitigazione), è entrato in vigore il 1° gennaio 2022.
A febbraio 2022, inoltre, la Commissione Europea ha presentato il cosiddetto "Atto Delegato Complementare", che definisce i criteri relativi alle attività legate al gas e al nucleare e che è stato approvato da Parlamento Europeo e Consiglio Europeo, entrando in vigore il 1° gennaio 2023.
Nella seconda metà del 2022, inoltre, il Parlamento Europeo e il Consiglio Europeo sono stati impegnati nelle negoziazioni interistituzionali (c.d. "triloghi") per concordare il testo definitivo del regolamento sul Green Bond Standard. I co-legislatori non sono riusciti, tuttavia, a raggiungere ancora un accordo, principalmente in relazione alla proposta del Parlamento Europeo di estendere gli obblighi di disclosure anche agli altri bond sostenibili, inclusi i Sustainability-Linked Bond.
Nel corso del 2022, inoltre, Parlamento Europeo e Consiglio Europeo hanno raggiunto un accordo sulla direttiva relativa alla comunicazione societaria sulla sostenibilità, la cui entrata in vigore è prevista per gennaio 2023.
Inoltre, nella seconda metà del 2022, il Consiglio Europeo ha approvato la propria posizione sulla direttiva relativa al dovere di diligenza delle grandi imprese ai fini della sostenibilità, la cui proposta è stata presentata dalla Commissione Europea a febbraio 2022. Il Parlamento Europeo, invece, non ha ancora concluso i propri lavori e le negoziazioni interistituzionali sono pertanto rimandate al 2023.
Infine, la Commissione Europea ha presentato a settembre 2022 la propria proposta di regolamento volta a vietare i prodotti realizzati con lavoro forzato, sia quelli europei "domestici" sia quelli importati da fuori i confini europei. Parlamento Europeo e Consiglio Europeo verosimilmente definiranno le loro rispettive posizioni nel corso del 2023.

Nuova disciplina aiuti di Stato

In data 27 gennaio 2022 è entrata in vigore la nuova disciplina in materia aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022, ossia Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines (CEEAG), che guiderà il supporto agli investimenti per la decarbonizzazione nei prossimi anni e in quanto tale è di notevole importanza per il settore energetico e per il Gruppo Enel. La nuova disciplina prevede una sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra, compresi gli aiuti per la produzione di energia rinnovabile e a basse emissioni di carbonio, gli aiuti per l'efficienza energetica, compresa la cogenerazione ad alto rendimento, gli aiuti per l'idrogeno, aiuti per accumuli e batterie e gli aiuti per la riduzione o la prevenzione delle emissioni derivanti dai processi industriali. Alla mobilità sostenibile è stato dedicato un intero capitolo che disciplina gli aiuti per la mobilità elettrica e per le infrastrutture di ricarica, incluso il settore marittimo. Sono inoltre disciplinati gli interventi di efficientamento energetico degli immobili, comprensivi delle batterie e delle ricariche per i veicoli elettrici. Viene anche riconosciuto ufficialmente che il finanziamento alle reti elettriche in monopolio naturale o legale non rappresenta aiuti di Stato. Infine, sono esclusi dallo scopo delle linee guida gli aiuti alle tecnologie nucleari e ai combustibili fossili. Rientrano invece nelle linee guida tutti i tipi di stoccaggio, incluso lo stand-alone, tra le tecnologie ammesse nella sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra.

Nel corso del 2022 sono stati portati avanti i lavori relativi alla bozza di revisione del regolamento generale di esenzione per categoria (General Block Exemption Regulation - GBER) con importanti modifiche alle sezioni relative al clima, la protezione dell'ambiente e l'energia, incluso l'aggiornamento delle soglie di notifica, anche in risposta alla crisi energetica. Il GBER definisce specifiche categorie di aiuti di Stato che, a determinate condizioni, sono compatibili con il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) ed esenta tali categorie dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione e dalla sua approvazione. La bozza di regolamento propone di ampliare la possibilità per gli Stati membri di finanziare diverse tipologie di progetti verdi, come la riduzione delle emissioni di CO_2, la mobilità elettrica e le infrastrutture di ricarica; l'introduzione di nuove condizioni verdi che le grandi imprese ad alta intensità energetica devono soddisfare per ricevere aiuti sotto forma di aliquote fiscali ridotte o esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema; lo stoccaggio, incluse le batterie; l'idrogeno sostenibile e le comunità energetiche rinnovabili. Il nuovo regolamento verrà pubblicato nei primi mesi del 2023 e avrà lo scopo di consentire maggiore flessibilità nei menzionati settori chiave a lungo termine.

Dal 1° gennaio 2022 si applicano le norme rivedute in materia di aiuti di Stato a favore di importanti progetti di comune interesse europeo (IPCEI). Tale normativa stabilisce i criteri per la valutazione, da parte della Commissione, degli aiuti che gli Stati membri concedono agli IPCEI transfrontalieri che pongono rimedio ai fallimenti del mercato e rendono possibili innovazioni d'avanguardia nei settori di importanza cruciale e investimenti in tecnologie e infrastrutture, con ricadute positive per tutta l'economia dell'UE.

A dicembre 2021 per l'Italia e la Romania, a gennaio 2022 per la Grecia e a marzo 2022 per la Spagna, la Commissione Europea ha approvato la Carta per la concessione degli aiuti a finalità regionale con validità dal 1 ° gennaio 2022 al 31 dicembre 2027 nel quadro degli orientamenti riveduti in materia di aiuti di Stato a finalità regionale.

In data 12 maggio 2022 la Commissione Europea ha deciso di eliminare gradualmente il Quadro di riferimento temporaneo COVID per gli aiuti di Stato (COVID State Aid Temporary Framework - TF COVID), adottato il 19 marzo 2020 e modificato da ultimo il 18 novembre 2021 che ha coperto i fondi e i progetti del PNRR. Il Quadro temporaneo è scaduto in data 30 giugno 2022 per la maggior parte degli strumenti forniti. Il 31 dicembre 2022 è terminata la possibilità per gli Stati membri di emettere investimenti e misure di sostegno alla solvibilità. Tuttavia, sino al 30 giugno 2023 è garantita una transizione flessibile per la conversione degli strumenti di debito in altre forme di aiuto. Nell'ambito del TF COVID abbiamo lavorato sull'erogazione di aiuti per misure nazionali a finalità occupazionale anche in aree svantaggiate.

Lo scorso 23 marzo 2022 la Commissione Europea ha approvato il Quadro di riferimento temporaneo per gli aiuti in caso di crisi (Temporary Crisis Framework - TCF), che contrasta gli aumenti dei prezzi di energia elettrica e gas per affrontare le conseguenze dell'attuale crisi geopolitica dovuta anche alla situazione dell'Ucraina. Il TCF è stato modificato il 20 luglio 2022 includendo nuove misure in linea con il piano REPowerEU relative a un'accelerazione della diffusione delle energie rinnovabili e alla facilitazione della decarbonizzazione dei processi industriali. Un'ulteriore modifica è stata approvata a ottobre 2022 ai fini di semplificare ulteriormente lo sviluppo delle rinnovabili, allineare il Quadro alle misure emergenziali in risposta alla crisi energetica (per es., interventi della riduzione della domanda) e includere garanzie statali per la liquidità dei collaterali nel mercato di scambio dell'energia. Dall'inizio della sua approvazione alla fine del 2022 sono stati erogati 672 miliardi di euro nel contesto del TCF. In particolare, il 53% degli aiuti di Stato approvati è stato notificato dalla Germania, il 24% dalla Francia e il 7% dall'Italia.

Il 19 ottobre 2022 la Commissione Europea ha pubblicato la nuova Disciplina degli aiuti di Stato a favore di ricerca, sviluppo e innovazione.

Casi aiuti di Stato

Nell'ambito del progetto IPCEI Hydrogen Technology (Carlentini), abbiamo contribuito alla risoluzione della richiesta di informazioni da parte di DG Competition (aiuti market failure) e alla valutazione positiva del progetto affinché venisse selezionato per la fase di notifica finale a Bruxelles. L'approvazione dell'IPCEI Hydrogen Technology è avvenuta in data 15 luglio 2022. Parallelamente, sono stati avviati i lavori per la selezione dei progetti nell'ambito dell'IPCEI Hydrogen Industry o IPCEI Hy2Use, approvato in data 21 settembre 2022.

Nel corso del 2022 abbiamo continuato il monitoraggio dei fondi autorizzati dalla Commissione Europea per i Paesi rilevanti per il Gruppo nell'ambito del TF COVID e del TCF.

L'8 giugno 2022 la Commissione ha approvato la misura spagnola e portoghese da 8,4 miliardi di euro volta a ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel mercato iberico abbassando i costi di produzione delle centrali elettriche a combustibili fossili.
Il 26 luglio 2022 la Commissione ha approvato il regime italiano da 700 milioni di euro a sostegno delle PMI e delle aziende MidCap colpite dalla crisi in Ucraina attraverso sovvenzioni dirette. Parallelamente, è stato approvato anche un meccanismo di garanzia sui prestiti da 10 miliardi di euro predisposto dall'Italia per sostenere le imprese di vari settori nel contesto della crisi ucraina.
Il 5 settembre 2022 la Commissione ha approvato il regime di aiuti greco del valore di 341 milioni di euro che fornisce sovvenzioni agli investimenti e sostegno operativo agli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica, parzialmente finanziati dal Recovery and Resilience Facility (Case SA.64736).
Il 30 settembre 2022 la Commissione ha approvato il regime italiano da 2 miliardi di euro per la riassicurazione del rischio di credito (SACE) legato agli scambi di gas naturale ed energia elettrica nel contesto di crisi.
Il 5 ottobre 2022 la Commissione ha approvato una misura italiana da 21,1 milioni di euro per sostenere Poste Italiane nella realizzazione di infrastrutture di ricarica.
Il 15 novembre 2022 la Commissione ha approvato uno schema italiano da 500 milioni di euro che prevede sovvenzioni dirette per le acquisizioni e le attività di retrofitting che sostituiscono le imbarcazioni a basse prestazioni ambientali con imbarcazioni pulite e a zero emissioni.
In data 20 dicembre 2022 la Commissione ha approvato le modifiche al regime di garanzia italiano esistente, compreso un aumento del budget fino a 23 miliardi di euro, per sostenere le imprese nel contesto della crisi ucraina. Il bilancio complessivo della misura non supera i 33 miliardi di euro.

Nel 2022 è continuato il nostro supporto alla valutazione degli aspetti aiuti di Stato dei progetti prioritari per il Gruppo nell'ambito del PNRR.

Il Market Revenue Cap

A ottobre 2022 il Consiglio Europeo ha approvato il regolamento su misure di emergenza per ridurre i prezzi dell'energia. Il regolamento include un tetto sui ricavi di mercato per produttori inframarginali (es rinnovabili, nucleare) pari a 180 €/MWh. I ricavi al di sopra di questa soglia verranno recuperati a un tasso (clawback tax) del 90-100% da dicembre 2022 al giugno 2023 e ridistribuiti ai consumatori per sostenere i costi energetici. La soglia imposta dall'UE è superiore ai prezzi medi registrati in molti Stati membri per la generazione inframarginale. Molti Stati membri stanno adottano misure più stringenti.

Contributi di solidarietà

Gli utili eccedenti generati da imprese e stabili organizzazioni dell'Unione che svolgono attività nei settori del petrolio greggio, del gas naturale, del carbone e della raffinazione sono soggetti a un contributo di solidarietà temporaneo obbligatorio, a meno che gli Stati membri non abbiano adottato misure nazionali equivalenti. Gli Stati membri provvedono a che le misure nazionali equivalenti adottate condividano obiettivi simili a quelli del contributo di solidarietà temporaneo di cui al presente regolamento, siano soggette a norme analoghe e generino proventi comparabili o superiori ai proventi stimati del contributo di solidarietà. Il contributo di solidarietà temporaneo per le imprese e le stabili organizzazioni dell'Unione che svolgono attività nei settori del petrolio greggio, del gas naturale, del carbone e della raffinazione, comprese quelle che fanno parte di un gruppo consolidato unicamente a fini fiscali, è calcolato sugli utili imponibili – determinati in base alla normativa fiscale nazionale, nell'esercizio fiscale 2022 e/o nell'esercizio fiscale 2023 e per tutta la rispettiva durata – che eccedono un aumento del 20% degli utili imponibili medi, determinati secondo la normativa tributaria nazionale, nei quattro esercizi fiscali che iniziano il 1° gennaio 2018 o successivamente. Qualora la media degli utili imponibili di tali quattro esercizi fiscali sia negativa, ai fini del calcolo del contributo di solidarietà temporaneo l'utile imponibile medio è pari a zero.

Il quadro regolamentare per Linea di Business

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Per l'anno 2022 e per il 2023 sono stati ammessi al reintegro dei costi gli impianti di Sulcis, Portoferraio e Assemini. L'impianto di Porto Empedocle è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025; mentre gli impianti ubicati sulle isole minori accedono di diritto alla remunerazione dei costi per tutti gli anni in cui sono dichiarati essenziali, incluso il 2022 e il 2023.

L'ammissione al regime di reintegro dei costi garantisce la copertura dei costi di funzionamento dei suddetti impianti, comprensiva di una quota di remunerazione del capitale investito. Il reintegro dei costi di generazione, al netto dei ricavi conseguiti dagli impianti, è disposto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) attraverso provvedimenti di acconto e il riconoscimento di un saldo finale sulla base di istanze presentate dall'operatore.

Per il 2022 e il 2023 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi che prevedono l'obbligo, su MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento), di offerta a salire/scendere a prezzi non superiori/inferiori a valori individuati sulla base di metodologie definite da ARERA a fronte di un premio fisso.

Nel corso del 2022 ARERA ha riformato i criteri di valorizzazione delle componenti di costo relative al gas naturale e agli oneri connessi agli obblighi del meccanismo Emission Trading System (ETS) rilevanti per gli impianti essenziali in regime di reintegro e sotto contratto alternativo, al fine di riflettere in modo più corretto il valore spot delle commodity sottostanti detti oneri in un contesto di accresciuta variabilità delle quotazioni di riferimento.

Nel dettaglio, con la delibera n. 452/2022/R/eel ARERA ha rivisto i criteri di valorizzazione dei costi del gas naturale rilevanti introducendo dal 1° ottobre 2022 una indicizzazione con frequenza settimanale alle quotazioni registrate nel Mercato del Bilanciamento nazionale, che sostituisce il precedente meccanismo di indicizzazione di tipo trimestrale e relativo alle quotazioni registrate sulla piattaforma olandese Title Transfer Facility (TTF).

Con la delibera n. 532/2022/R/eel tale disciplina è stata confermata anche per il 2023. Con tale delibera ARERA ha inoltre stabilito per il 2023 di passare da un'indicizzazione mensile a una settimanale per il calcolo della componente di costo relativo agli obblighi ETS.

Per far fronte alle criticità di approvvigionamento del gas nell'anno termico 2022/2023, con il decreto legge 14/2022 (c.d. "DL Ucraina") è stata introdotta la possibilità da parte del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) di richiedere a Terna la massimizzazione della produzione termoelettrica da impianti con potenza maggiore di 300 MW e alimentati con combustibili alternativi al gas, nonché da impianti a bioliquidi. Il decreto legge prevede altresì misure di coordinamento tra le istituzioni competenti per il rilascio di deroghe ambientali eventualmente necessarie all'esercizio degli impianti interessati dalla massimizzazione e demanda ad ARERA la definizione delle regole di offerta di detti impianti e di ristoro degli oneri sostenuti in seguito all'attivazione della misura.

Con Atto d'Indirizzo del 1° settembre 2022, il MiTE ha chiesto a Terna di predisporre e avviare un programma di massimizzazione della produzione alternativa al gas per il periodo 19 settembre 2022 - 31 marzo 2023 per consentire un risparmio di 1,8 Mld/m^3 gas, minimizzando il ricorso alle deroghe ambientali.

Terna ha individuato gli impianti coinvolti e avviato il 19 settembre il Piano di massimizzazione. Per Enel sono stati inclusi gli impianti a carbone di Sulcis, Fusina, Torrevaldaliga Nord e Brindisi.

Con la delibera n. 430/2022/R/eel, ARERA ha stabilito quanto segue:

- per gli impianti interessati già soggetti alla disciplina degli impianti essenziali in regime di reintegro dei costi (impianto di Sulcis) continuano ad applicarsi le regole di offerta e reintegro dei costi di produzione già previsti;
- per gli altri impianti, l'operatore è tenuto a presentare offerte relative al programma di massimizzazione comunicato da Terna al prezzo minimo tecnico sui mercati dell'energia e al costo variabile riconosciuto (CVR) a ciascuna unità di generazione in MSD. Terna riconosce all'operatore l'eventuale differenziale positivo tra il prezzo conseguito sul mercato dell'energia e il CVR; mentre per le offerte accettate in vendita in MSD Terna riconosce all'operatore il prezzo zonale MGP (Mercato del Giorno Prima) se maggiore del CVR. Nel caso in cui i ricavi non siano sufficienti a coprire anche i costi fissi sostenuti nel periodo di massimizzazione, l'operatore può richiedere ad ARERA il ristoro di detti oneri, a eccezione della remunerazione e ammortamento del capitale investito nell'impianto prima dell'avvio della procedura di massimizzazione.

Con la delibera n. 433/2021/R/eel ARERA ha definito il valore del tasso di remunerazione del capitale investito per gli impianti essenziali ammessi a reintegro dei costi per il 2022, confermando il valore del 7% previsto per il 2021.

Con la delibera n. 532/2022/R/eel ARERA ha modificato con decorrenza dall'anno 2023 la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione nominale applicato al capitale investito per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi a regime di reintegro. La nuova metodologia prevede il calcolo del WACC reale secondo le regole vigenti per la remunerazione dei servizi infrastrutturali di cui alla delibera n. 614/2021/R/com (c.d. "TIWACC") e la conversione in WACC nominale sulla base delle aspettative inflazionistiche BCE per l'anno di competenza. Nel dettaglio, il WACC è ottenuto applicando i parametri previsti per la trasmissione elettrica, con eccezione del rischio specifico (beta asset) fissato pari al valore previsto per la distribuzione elettrica (0,4). È prevista inoltre una maggiorazione dello 0,2% per tener conto di ogni ulteriore onere e rischio connesso alla generazione essenziale in regime di reintegro dei costi. La delibera fissa il valore del WACC nominale per il 2023 in base alla nuova metodologia nella misura pari all'11,9%. Tale valore sarà aggiornato annualmente in funzione dell'evoluzione dei parametri finanziari di calcolo.

In data 28 giugno 2019 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato, mediante decreto, la disciplina definitiva del meccanismo di remunerazione della capacità (c.d. "capacity market"). In data 6 novembre e 28 novembre 2019 si sono svolte le due aste madri con consegna rispettivamente 2022 e 2023: Enel è risultata assegnataria di capacità per entrambi gli anni di consegna. Alcuni operatori e un'associazione di categoria del settore hanno impugnato il decreto e gli esiti delle due aste dinanzi al TAR Lombardia. Due operatori hanno impugnato anche la decisione della Commissione Europea di approvazione del meccanismo italiano dinanzi al Tribunale UE. Con due sentenze del 7 settembre 2022 il Tribunale UE ha respinto i suddetti ricorsi e le due società ricorrenti non hanno impugnato la sentenza dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea, per cui il contenzioso è concluso.
I contenziosi sono invece ancora prendenti dinanzi al TAR Lombardia, il quale aveva sospeso ad aprile 2021 il proprio giudizio in attesa delle pronunce del Tribunale UE, avendo ravvisato una questione di pregiudizialità rispetto a tali procedimenti.

Con il decreto del Ministro della Transizione Ecologica (DM MiTE) 28 ottobre 2021 è stata approvata la nuova Disciplina del mercato della capacità, da applicare alle aste con consegna dall'anno 2024. In esecuzione del decreto, Terna ha indetto le procedure concorsuali per l'anno 2024 che si sono svolte il 21 febbraio 2022. In tale asta Enel si è aggiudicata sia contratti annuali per circa 10,4 GW di capacità esistente con consegna nel 2024, sia contratti per circa 1,5 GW di capacità nuova con durata di 15 anni dal 2024 al 2038. Ai sensi del decreto, sulla base degli esiti dell'asta 2024, sarà valutata l'indizione dell'eventuale asta per consegna relativa all'anno 2025.

A dicembre 2021 due operatori hanno presentato due ricorsi al TAR Lombardia con i quali hanno impugnato il DM MiTE del 28 ottobre 2021, la Disciplina del Mercato della Capacità del 2021 di Terna e le delibere ARERA di definizione del quadro per l'esecuzione dell'asta di capacità per il 2024 (ed eventualmente per il 2025). A maggio 2022 le medesime società hanno inoltre impugnato il rendiconto dettagliato degli esiti dell'Asta Madre per l'anno 2024, pubblicato da Terna.

A marzo 2022 ARERA, con la delibera n. 83/2022/R/eel, è intervenuta d'urgenza per modificare le modalità di calcolo dello strike price del capacity market. La delibera è stata adottata per far fronte all'estrema volatilità dei mercati degli ultimi mesi, introducendo un meccanismo di indicizzazione su base giornaliera delle componenti relative al costo della materia prima gas e degli oneri di emissione inclusi nel calcolo dello strike price. La nuova metodologia sostituisce le formule attuali che prevedono un'indicizzazione dello strike price su base mensile. Le modifiche introdotte hanno efficacia dal 5 marzo 2022 e si applicano fino a successivo provvedimento ARERA.

In attuazione del quadro normativo comunitario, con la delibera n. 523/2021/R/eel, viene introdotta dal 1° aprile 2022, una modifica della disciplina degli sbilanciamenti che estende il meccanismo del "single pricing" per la valorizzazione degli sbilanciamenti di tutte le unità, incluse le abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). La riforma comporta il superamento del meccanismo di prezzo duale, applicato alle unità abilitate al MSD e maggiormente oneroso. Contestualmente, al fine di disincentivare quegli sbilanciamenti che potrebbero determinare un aumento dei costi di sistema, la nuova disciplina estende alle unità abilitate al MSD il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale e rivede la struttura dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

A fine novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 199/2021 recante attuazione della Direttiva 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili. Tale decreto contiene anche disposizioni sulle configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili, già oggetto in Italia della disciplina sperimentale introdotta dalla legge n. 8/2020 (conversione del decreto legg n. 162/2019 "Milleproroghe") e dai successivi provvedimenti attuativi (delibera ARERA n. 318/2020/R/eel e decreto ministeriale 16 settembre 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico). In attuazione del decreto legislativo n. 199/2021, ARERA ha approvato, lo scorso 27 dicembre 2022, il Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) che definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di comunità energetiche e configurazioni di autoconsumo diffuso. Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) dovrà aggiornare i meccanismi di incenti-

vazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di cui alla disciplina sperimentale. Nelle more dell'adozione dei provvedimenti attuativi da parte del MASE, continua ad applicarsi quanto previsto dalla disciplina transitoria.

Il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, ha introdotto un meccanismo di restituzione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati tramite conto energia e per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non incentivati ed entrati in esercizio entro gennaio 2010. I produttori devono restituire la differenza tra il prezzo di mercato, o il prezzo contrattato per la vendita a termine, e un prezzo di riferimento individuato dal medesimo decreto per ciascuna zona di mercato (in media 60 €/MWh). Le modalità attuative di tale meccanismo sono state individuate da ARERA con la delibera n. 266/2022/R/eel. Il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, ha introdotto alcune modifiche al provvedimento di gennaio estendendo il periodo di applicazione, inizialmente previsto da febbraio a dicembre 2022, fino a giugno 2023 e specificando che, per i gruppi verticalmente integrati, rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo, anche non produttrici, e altre persone fisiche o giuridiche esterne al gruppo societario. Il TAR Lombardia, il 1° dicembre 2022, ha accolto i ricorsi di alcuni operatori contro la delibera ARERA n. 266/2022/R/eel, annullando la delibera e le regole tecniche. Il 18 gennaio 2023 il Consiglio di Stato, accogliendo l'istanza cautelare promossa da ARERA, ha pubblicato le ordinanze con cui ripristina la delibera 266/2022.
Infine, la Legge di Bilancio 2023 (legge 29 dicembre 2022, n. 197), recependo quando stabilito dal Regolamento Europeo 1854/2022, estende il meccanismo di restituzione agli impianti non interessati dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, fissando un cap pari a 180 €/MWh.

Il decreto legge 1° marzo 2022, n. 17 (art. 21) ha previsto l'ottimizzazione del ciclo di iniezione del gas al fine di portare il riempimento degli stoccaggi nazionali ad almeno il 90% delle capacità disponibili, anche mediante particolari condizioni di esercizio degli stoccaggi, nonché mediante le relative modalità di allocazione dello spazio di stoccaggio di modulazione e i relativi obblighi di iniezione.
Dando seguito alle disposizioni normative, ARERA, con la delibera n. 110/2022/R/gas, al fine di incentivare il riempimento degli stoccaggi gas, ha previsto prezzi di riserva nulli per tutte le procedure di conferimento di capacità di stoccaggio di modulazione. È stato previsto inoltre di non applicare i costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento agli utenti dello stoccaggio. Con la delibera n. 165/2022/R/gas, inoltre, ARERA ha introdotto un meccanismo (c.d. "premio giacenza") volto a incentivare ulteriormente il riempimento degli stoccaggi. In particolare, il meccanismo prevede il riconoscimento di un premio agli utenti dello stoccaggio in base all'ammontare dei volumi di gas presenti in stoccaggio al termine della fase di iniezione.

Iberia

Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che adotta misure urgenti nell'ambito del Piano nazionale per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per il recupero economico e sociale dell'isola di La Palma
Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo, che approva alcune misure che fanno parte del Piano nazionale per rispondere alle conseguenze della guerra in Ucraina. Nel settore dell'energia, questo regio decreto legge include diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2022 dal Regio Decreto Legge 11/2022 del 25 giugno e fino al 31 dicembre 2023 dal Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre e dal Regio Decreto Legge 20/2012 del 27 dicembre. Alcune delle misure più rilevanti sono le seguenti:

- proroga fino al 31 dicembre 2023 l'obbligo di pagamento che il Regio Decreto Legge 17/2021, del 14 settembre, ha stabilito per gli impianti di generazione non emittenti, in misura proporzionale alle presunte maggiori entrate che tali impianti avrebbero ottenuto in seguito all'incorporazione nei prezzi dell'elettricità sul mercato all'ingrosso del valore del prezzo del gas naturale. L'energia coperta da contratti a termine a prezzo fisso prima del 31 marzo 2022 sarà esente dall'applicazione del meccanismo. Nel caso di strumenti di copertura con una durata pari o superiore a un anno e un prezzo fisso dopo il 31 marzo 2022, essi saranno esclusi se il prezzo fisso è pari o inferiore a 67 EUR/MWh. Nel caso di contratti bilaterali tra generazione e vendita al dettaglio dello stesso gruppo di impresa, il prezzo di copertura sarà il prezzo che i rivenditori trasferiscono ai consumatori finali e, in questo caso, il prezzo fisso esente sarà determinato aumentando il valore di 67 €/MWh nel margine di commercializzazione medio del settore;
- in via straordinaria, entro due mesi dall'entrata in vigore del presente regio decreto legge, un'ordinanza ministeriale aggiornerà i parametri di remunerazione per gli impianti rinnovabili, di cogenerazione e di rifiuti, tenendo conto come prezzi di mercato e dell'anidride carbonica i valori dei prezzi forward durante la seconda metà del 2021. Inoltre, a partire dal 2023 incluso, è stato eliminato il meccanismo di aggiustamento per le deviazioni

dal prezzo di mercato, al fine di incoraggiare la vendita a termine di energia da parte di questi impianti. Tuttavia, il Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, ha ripristinato il meccanismo di aggiustamento per le deviazioni dal prezzo di mercato, incorporando riferimenti al prezzo forward in relazione al prezzo previsto;

- vengono stabilite procedure specifiche per promuovere lo snellimento delle procedure di autorizzazione di nuovi impianti rinnovabili o di impianti in fase di realizzazione, per progetti eolici fino a 75 MW e progetti fotovoltaici fino a 150 MW, con linee di connessione inferiori a 15 kW, attraverso procedure semplificate;
- per quanto riguarda le gare di accesso, tra gli altri aspetti, per due anni dalla pubblicazione del regio decreto legge, nei nodi in cui si sono svolte le gare di capacità, il 10% della capacità disponibile riservata sarà rilasciato per impianti rinnovabili (collegati alla trasmissione o alla distribuzione) in autoconsumo;
- in via eccezionale, per il triennio 2023-2025, i distributori di energia elettrica devono includere nei loro piani di investimento, debitamente identificati, interventi per aumentare la capacità della loro rete per consentire l'evacuazione di energia da fonti rinnovabili e l'autoconsumo, che devono rappresentare almeno il 10% dell'investimento con diritto alla remunerazione a carico del sistema in ciascun anno e devono essere prioritariamente destinati alle aree in cui vi è una carenza di capacità di accesso per le energie rinnovabili;
- le riserve strategiche di gas naturale passeranno da 20 giorni di consumo a 27,5 giorni, con una maggiore flessibilità.

Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso

Il 14 maggio 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 10/2022 del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso. Questa misura stabilisce un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione delle tecnologie marginali per i combustibili fossili, con l'obiettivo di ottenere una riduzione equivalente del prezzo di chiusura del mercato all'ingrosso, fino al 31 maggio 2023. In base a questo meccanismo viene stabilito un aggiustamento basato sulla differenza tra un prezzo di riferimento per il gas consumato dalle centrali termoelettriche (40 €/MWh per sei mesi, con un aumento successivo di 5 €/MWh al mese, fino ad arrivare a 70 €/MWh) e il prezzo spot del gas sul mercato organizzato spagnolo (MIBGAS). Questo meccanismo sarà applicabile agli impianti a ciclo combinato, a carbone e di cogenerazione non coperti da alcuno schema di remunerazione regolamentato. L'importo dell'aggiustamento sarà distribuito tra quella parte della domanda iberica che ne beneficia direttamente, o perché acquista energia a un prezzo direttamente riferito al valore del mercato all'ingrosso o perché ha firmato o rinnovato un contratto che tiene già conto dell'effetto benefico del meccanismo sui prezzi all'ingrosso. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, le unità di accumulo, sia batterie sia pompaggio, così come le unità di fornitura dei servizi di generazione ausiliari, sono escluse dal pagamento del costo di aggiustamento.

L'entrata in vigore di questo meccanismo era subordinata all'autorizzazione della Commissione Europea, concessa l'8 giugno 2022, a seguito della quale il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha approvato l'Ordinanza TED/517/2022, dell'8 giugno, che stabilisce il 14 giugno 2022 come data di inizio dell'applicazione del meccanismo (per la chiusura di mercato del 15 giugno 2022). Inoltre, questo regio decreto legge include altri aspetti:

- viene stabilito un mandato per introdurre un riferimento ai prezzi di mercato a termine, incorporando una componente di prezzo basata su un paniere di prodotti (annuale, trimestrale e mensile) e una componente di prezzo di mercato giornaliero e infragiornaliero, in modo che la nuova formula per la definizione del costo dell'energia del Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC) possa iniziare a essere applicata all'inizio del 2023. A questo proposito, il MITECO ha avviato la procedura di audizione per un progetto di Regio Decreto che modifica, tra gli altri aspetti, la formula del costo dell'energia del Prezzo Volontario per il Piccolo Consumatore (PVPC), incorporando, insieme al prezzo di mercato giornaliero e infragiornaliero, un paniere di prodotti a termine. Si prevede inoltre l'incorporazione nel PVPC del costo del finanziamento del Bonus Sociale da parte degli operatori di mercato di riferimento. La bozza del regio decreto modifica anche l'ambito di applicazione del PVPC, che si applicherebbe ai clienti domestici e alle microimprese con potenza contrattuale fino a 10 kW. Infine, vengono apportate alcune modifiche alle norme che regolano i Territori Non Peninsulari (TNP);
- il regime per l'installazione delle energie rinnovabili, la cogenerazione e le strutture per i rifiuti viene modificato, ristabilendo l'aggiustamento per la deviazione dal prezzo di mercato e incorporando un paniere di prezzi nella previsione dei prezzi per il futuro che includerà sia il mercato giornaliero sia i riferimenti a termine (annuali, trimestrali e mensili), con pesi diversi.

Regio Decreto Legge 17/2022, del 20 settembre, che adotta misure urgenti nel settore dell'energia, nell'applicazione del sistema di remunerazione degli impianti di cogenerazione e nella riduzione temporanea dell'aliquota dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) applicabile alle consegne, alle importazioni e agli acquisti intracomunitari di determinati combustibili

Il 21 settembre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 17/2022 del 20 settembre, contenente alcune misure urgenti nel settore dell'energia, alcune delle quali sono

state successivamente prorogate dal Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre. Le misure adottate sono le seguenti:

- possibilità per gli impianti di cogenerazione di rinunciare temporaneamente alla remunerazione regolamentata per partecipare al meccanismo di adeguamento dei costi di produzione definito nel Regio Decreto Legge 10/2022 del 13 maggio;
- creazione di un nuovo servizio di risposta attiva alla domanda attraverso aste gestite dall'operatore di sistema;
- maggiore flessibilità nella determinazione della capacità delle reti di trasmissione e snellimento e semplificazione delle procedure per i progetti rinnovabili;
- riduzione dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) dal 21% al 5% sulle forniture di gas naturale, pellet, bricchette e legna da ardere, fino al 31 dicembre 2023;
- applicazione dell'intera eccedenza risultante dall'esercizio 2021 per coprire disallineamenti temporanei e scostamenti transitori tra ricavi e costi nell'esercizio 2022.

Regio Decreto Legge 18/2022, del 18 ottobre, che approva misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Piano +Sicurezza per la tua energia (+SE)", nonché misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla protezione dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità

Il 19 ottobre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 18/2022 che attua alcune delle misure previste dal "Piano +Sicurezza Energetica". Gli aspetti più rilevanti sono i seguenti:

- il meccanismo di riduzione dell'eccesso di remunerazione del mercato dell'energia elettrica causato dall'alto prezzo del gas naturale sui mercati internazionali, introdotto dal Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, viene prorogato fino al 31 dicembre 2023;
- nei Territori Non Peninsulari (TNP), e fino all'approvazione dell'ordinanza che sviluppa il meccanismo di asta del combustibile, viene introdotto un nuovo sistema di prezzi di dispacciamento del combustibile più dinamico, basato su un calcolo mensile, per migliorare l'efficienza del dispacciamento e ridurre i costi in eccesso.

Legge 38/2022, del 27 dicembre, che stabilisce prelievi temporanei sugli istituti energetici e di credito finanziario, attraverso cui si crea l'imposta temporanea di solidarietà sulle grandi fortune e modifica alcune norme fiscali

Il 30 agosto 2022, i gruppi parlamentari socialisti e i partiti che fanno parte del Governo hanno presentato un disegno di legge per l'istituzione di prelievi temporanei sui settori dell'energia e delle banche.

Il 28 dicembre 2022 la legge è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE), dopo l'approvazione del Parlamento spagnolo.

Per quanto riguarda la tassa sull'energia, gli aspetti principali di questa legge sono i seguenti:

- negli anni 2023 e 2024, viene stabilita un'imposta temporanea pari all'1,2% del fatturato netto derivante dall'attività svolta in Spagna nell'anno solare precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagamento (che si genera il primo giorno dell'anno solare);
- dall'importo netto del fatturato sono escluse le entrate corrispondenti all'Imposta sugli Idrocarburi, all'Imposta Speciale della Comunità Autonoma delle Isole Canarie sui Combustibili derivati dal Petrolio e ai Prelievi Complementari sui Combustibili e sui Combustibili a base di Petrolio a Ceuta e Melilla, che sono state pagate o sostenute a titolo di rivalsa. Inoltre, l'importo netto del fatturato escluderà quello corrispondente alle attività regolate, intese come fornitura a prezzo regolato (PVPC per l'energia elettrica, TUR per il gas, GPL imbottigliato e GPL convogliato), i ricavi regolati delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale e, nel caso di generazione con remunerazione regolata e remunerazione aggiuntiva nei territori non continentali, tutti i ricavi degli impianti, compresi quelli rispettivamente ricevuti dal mercato e dal dispacciamento economico;
- l'imposta si applicherà a persone o entità con lo status di operatore principale nei settori dell'energia, con un fatturato netto nel 2019 superiore a 1.000 milioni di euro o il cui fatturato netto nel 2017, 2018 e 2019 per l'attività che li qualifica come operatore principale superi il 50% del fatturato netto totale per il rispettivo anno. Inoltre, si stabilisce che lo status di operatori principali nei settori energetici sarà detenuto da persone o entità che svolgono in Spagna attività di produzione di petrolio greggio o di gas naturale, di estrazione di carbone o di raffinazione del petrolio e che generano, nell'anno precedente a quello in cui sorge l'obbligo di pagare l'imposta, almeno il 75% del loro fatturato da attività economiche nel campo dell'estrazione, dell'estrazione mineraria, della raffinazione del petrolio o della fabbricazione di prodotti di cokeria;
- nel caso in cui le società facciano parte di un gruppo fiscale, tassato in base al regime fiscale consolidato, il fatturato netto sarà determinato con riferimento a tale gruppo;
- questa imposta avrà la natura giuridica di prestazione patrimoniale di carattere pubblico non fiscale e non sarà considerata una spesa deducibile ai fini della base imponibile dell'imposta sul reddito delle società, né potrà essere trasferita a terzi.

Regio Decreto 20/2022, del 27 dicembre, sulle misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina e per sostenere la ricostruzione dell'isola di La Palma e di altre situazioni di vulnerabilità

Il 28 dicembre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre, i cui aspetti più rilevanti

sono i seguenti:

- l'ambito di applicazione dell'eccezione iberica introdotta dal Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, comprende gli impianti di cogenerazione e di rifiuti antecedenti al 2013 e con potenza compresa tra 50 MW e 100 MW, ai quali è consentito rinunciare temporaneamente al regime di remunerazione specifica, così come possono farlo attualmente gli impianti di cogenerazione;
- al fine di prevenire azioni speculative nel settore delle energie rinnovabili ed evitare la saturazione delle amministrazioni, si stabilisce che alcune procedure che i promotori hanno depositato presso l'ente competente saranno sospese per un periodo di 18 mesi nei nodi riservati alle gare di capacità;
- sono stati compiuti progressi nella semplificazione e nell'accelerazione delle procedure autorizzative degli impianti rinnovabili;
- nell'ambito dell'autoconsumo, viene estesa da 1.000 a 2.000 metri la distanza per l'autoconsumo fotovoltaico negli impianti vicini alla rete, così come la loro ubicazione che, oltre a essere sui tetti, può essere su terreni industriali o in strutture il cui scopo principale non è la generazione di elettricità;
- nell'ambito della trasmissione di energia elettrica, si stabilisce che entro il 31 marzo 2023 il Governo avvierà la modifica dei piani di sviluppo della rete di trasmissione per includere azioni prioritarie per la transizione energetica e per consentire lo sviluppo della catena del valore industriale. In via eccezionale, queste azioni possono essere parzialmente finanziate con i fondi del Piano di ripresa, Trasformazione e Resilienza e non rientrano nei limiti di investimento per le società di trasmissione;
- vengono istituiti aiuti per le imprese ad alta intensità di gas per compensare l'aumento dei prezzi del gas naturale;
- infine, alcune misure per rendere più flessibili i contratti di fornitura di gas naturale sono state prorogate fino al 31 dicembre 2023.

Aste per le energie rinnovabili

Ai sensi dell'Ordinanza TED/1161/2020 del 4 dicembre, che regola il primo meccanismo d'asta per la concessione del regime economico per le energie rinnovabili e stabilisce il calendario indicativo per il periodo 2020-2025, il 28 luglio 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 18 luglio 2022 che annuncia la terza asta per la concessione del regime economico per le energie rinnovabili. L'asta, che prevedeva una quota di 380 MW, si è svolta il 25 ottobre 2022. Allo stesso modo, il 5 agosto 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 2 agosto 2022, che annunciava una quarta asta con una quota di 3.300 MW, svoltasi il 22 novembre 2022.
Inoltre, nel corso del 2022 sono state approvate diverse ordinanze ministeriali che aggiornano la remunerazione di alcuni parametri retributivi delle strutture, ed è iniziata l'elaborazione dell'aggiornamento dei parametri per il semestre regolatorio che inizia nel 2023.

Gare di accesso alla capacità in determinati nodi della rete di trasmissione

Il 10 giugno 2022 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordinanza per l'indizione di una gara d'appalto per la capacità di accesso a determinati nodi della rete di trasmissione, in conformità con le disposizioni del Regio Decreto 1183/2020, del 29 dicembre, sull'accesso e la connessione alle reti di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, per una capacità totale di 5.844 MW.
Inoltre, il 9 agosto 2022 è stata pubblicata la risoluzione del 3 agosto 2022 del Segretario di Stato per l'Energia, con la quale si è deciso di indire un'altra gara d'appalto per la capacità di accesso a determinati nodi della rete di trasmissione.

Ordinanza carburante nei Territori Non Peninsulari (TNP)

Il 30 dicembre 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1315/2022, che attua la sentenza 1337/2021 della Corte Suprema, del 16 novembre 2021, relativa alla necessità di regolamentare le aste per la fornitura di carburante nei Territori Non Peninsulari (TNP) e altri aspetti di natura tecnica.
L'ordinanza stabilisce la procedura per lo svolgimento delle aste di combustibile, che si terranno ogni due anni e riguarderanno il prodotto immesso nella centrale (o la materia prima nel caso del gas proveniente dalle Isole Baleari). Le aste saranno al ribasso e si baseranno su prezzi di partenza ottenuti aumentando i prezzi di riferimento del 10% (3% nel caso del gas naturale), che si applicheranno fino allo svolgimento delle aste e nel caso in cui le aste non si svolgano o vengano annullate. Applicabile a partire dal 27 gennaio 2022, il prezzo di riferimento per il gas naturale sarà il prezzo del Mercato Iberico del Gas (MIBGAS), mentre per gli altri combustibili è definito sulla base di una serie di indici internazionali, cui viene aggiunto un premio, ove opportuno. L'ordinanza riconosce anche i costi logistici per la consegna del prodotto all'impianto, che possono essere rivisti ogni tre anni.
Inoltre, l'ordinanza prevede anche l'uso del gas naturale nelle Isole Canarie e a Melilla, nonché del gas di petrolio liquefatto (GPL) nelle Isole Canarie, insieme ad altri combustibili meno inquinanti.

Europa

Romania

Enel Green Power Romania

La situazione finanziaria è stata influenzata dal contributo di solidarietà al fondo per la transizione energetica imposto già dal novembre 2021. Per il periodo gennaio-agosto 2022, l'80% dei ricavi superiori a 90 €/MWh è stato riscosso dallo Stato, mentre per il periodo settembre-dicembre 2022 è stato trattenuto il 100% dei ricavi superiori a 90 €/MWh. I costi per il bilanciamento e per le transazioni finanziarie dovevano essere coperti entro i 90 €/MWh, con conseguenze negative per la redditività dei produttori di energia elettrica che avevano bisogno di acquistare energia di bilanciamento per soddisfare i requisiti contrattuali o di copertura attraverso varie transazioni. I produttori devono trattenere i contributi al fondo per la transizione energetica per l'energia scambiata con i trader attraverso prodotti fisici o finanziari.

Enel Trade Energy

Un nuovo contributo per il fondo per la transizione energetica per i trader, i fornitori con attività di trading e gli aggregatori che commerciano elettricità e/o gas, è applicabile fino ad agosto 2023, a partire dal 1° settembre 2022. È consentito un margine di profitto del 2% per l'attività di trading, mentre la differenza di profitto deve essere versata al fondo per la transizione energetica.

Russia

Mercato dell'energia e della capacità

Il Decreto governativo n. 238 del 13 aprile 2022 ha previsto un tasso di indicizzazione del 7,4% per le tariffe di capacità regolamentate per soggetti di generazione che iniziano a vendere capacità in aste di capacità a lungo termine (KOM) dal 1° gennaio 2022 dopo la cessazione del periodo di contratto di fornitura di capacità a lungo termine (DPM).

America Latina

Cile

Revisione tariffaria – Introduzione di meccanismi transitori di stabilizzazione dei prezzi dell'energia elettrica

In data 2 novembre 2019 è stata pubblicata la Legge n. 21.185 del Ministero dell'Energia, che ha introdotto un meccanismo transitorio di stabilizzazione dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti soggetti a regolazione tariffaria. Conseguentemente i prezzi da applicare ai clienti regolati nel secondo semestre del 2019 sono stati ricondotti a quelli applicati nel primo semestre 2019 (Decreto 20T/2018) e sono stati definiti come "Prezzi Stabilizzati a Clienti Regolati" (PEC).

Dal 1° gennaio 2021 e fino al termine di applicazione di tale meccanismo i prezzi da applicare saranno quelli fissati semestralmente in base all'art. 158 della Legge "Eléctrica" e non potranno essere superiori al livello dei PEC sopracitati adeguati per tener conto dell'Indice dei prezzi al consumo (inflazione).

Le eventuali differenze tra quanto fatturato applicando il meccanismo di stabilizzazione e la fatturazione teorica, considerando il prezzo che si sarebbe applicato in conformità alle condizioni contrattuali con le varie società di distribuzione di energia elettrica, saranno contabilizzate come crediti per fatture da emettere a favore delle società di generazione di energia elettrica per un massimo di 1.350 milioni di dollari statunitensi fino al 2023. Tali differenze si rileveranno in dollari statunitensi e non matureranno interessi fino a tutto il 2025. Eventuali sbilanciamenti a favore delle società di generazione si dovranno recuperare entro e non oltre il 31 dicembre 2027. Si segnala che il limite del fondo è stato raggiunto nel gennaio 2022.

Il 2 agosto 2022 il Ministero dell'Energia ha pubblicato la Legge n. 21.472 che istituisce un fondo di stabilizzazione tariffaria e un nuovo meccanismo di stabilizzazione temporanea dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti soggetti a regolazione tariffaria. Con tale legge viene istituito un Meccanismo Transitorio di Tutela dei Clienti (MPC) che stabilizzerà i prezzi dell'energia complementare a quello previsto dalla Legge n. 21.185, per i clienti soggetti a regolazione dei prezzi forniti da società concessionarie del servizio pubblico di distribuzione disciplinato dalla Legge Generale dei Servizi Elettrici. Lo scopo dell'MPC sarà quello di pagare le differenze che si verificano tra la fatturazione delle imprese di distribuzione ai clienti finali per la componente energia e potenza, e l'importo che corrisponde al pagamento della fornitura di energia elettrica alle imprese di generazione. Le risorse contabilizzate per il funzionamento dell'MPC non possono superare i 1.800 milioni di dollari statunitensi e la loro validità sarà prorogata fino all'estinzione dei saldi originati dall'applicazione di questa legge. A partire dall'anno 2023, la Commissione Nazionale per l'Energia deve proiettare semestralmente il pagamento complessivo del consuntivo residuo per una data che non può essere successiva al 31 dicembre 2032.

Argentina

Revisione tariffaria – Nuove risoluzioni

Il settore della generazione argentina è composto da società proprietarie di centrali di generazione elettrica. Le società di generazione di energia elettrica vendono sul mercato l'energia prodotta e la propria capacità a un prezzo stabilito dall'ente regolatore del mercato, CAMMESA, così come accade per il suo successivo adeguamento tariffario o per la sua attualizzazione.

Attraverso la Risoluzione SE n. 826/2022 la Segreteria

dell'Energia ha approvato due incrementi tariffari per le società di generazione per l'anno 2023, per un totale di +60%, in linea con la proiezione inflazionaria prevista dal budget nazionale 2023.
Di seguito si riassumono i punti principali toccati dalla risoluzione sopra citata:

- incrementi della remunerazione per il 2023:
  - febbraio 2023 = 25%;
  - agosto 2023 = 28%;
- inoltre, sono stati approvati, retroattivamente, gli incrementi per l'anno 2022: +20% da settembre e + 10% da dicembre;
- è stato introdotto un cambiamento nella definizione della remunerazione per la potenza disponibile nelle ore di punta per la generazione termica in quanto più in generale si parla di remunerazione per la potenza disponibile nelle ore di punta;
- il prezzo della remunerazione non sarà più influenzato dalla remunerazione delle unità termiche nel caso di mancato rispetto della DIGO (Disponibilidad Garantizada Ofrecida);
- CAMMESA dovrà effettuare controlli circa la disponibilità degli impianti in modo da verificare l'effettiva efficienza operativa delle macchine generatrici.

Brasile

Revisione ordinaria della garanzia fisica degli impianti idroelettrici

Il 30 novembre il Ministero delle Miniere e dell'Energia ha pubblicato l'Ordinanza 709/2022 con la revisione ordinaria della garanzia fisica degli impianti idroelettrici di dispacciamento centralizzato nel Sistema Nazionale Interconnesso (SIN), che avviene ogni cinque anni. Gli impianti idroelettrici di Cachoeira Dourada e Volta Grande hanno avuto una riduzione del 5% dell'attuale garanzia fisica, rispettivamente di 374,6 e 219,1 MWmed. La revisione per questi impianti era una misura già prevista dal Gruppo.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso (selezione dei progetti in base al prezzo) e registri (selezione dei progetti in base a un criterio ambientale), in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, fino a ottobre 2021, è stato previsto lo svolgimento di sette procedure con:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Al contrario dei precedenti decreti, il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto una nuova modalità di sostegno alle fonti rinnovabili attraverso contratti per differenza a due vie, che fanno sì che il produttore aggiudicatario restituisca le eventuali differenze positive tra il prezzo zonale e il prezzo aggiudicato.
Al 31 marzo 2022 il costo indicativo medio degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia era di circa 731 milioni di euro. Tale ammontare va confrontato con il tetto di 5,8 miliardi di euro, raggiunto il quale i meccanismi di incentivazione termineranno.

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. "Decreto Red II").
Il Decreto ha previsto che la capacità non assegnata nelle procedure di gara di cui al DM 4 luglio 2019 venga rimessa all'asta in successive procedure nell'anno 2022, fino alla pubblicazione della nuova programmazione di gare per i successivi cinque anni. In attesa della nuova programmazione, nel corso del 2022 sono state pubblicate due ulteriori procedure di gara.
Inoltre, il provvedimento ha confermato i medesimi meccanismi di asta al ribasso per gli impianti di capacità superiore a 1 MW, prevedendo un'eccezione per gli impianti di potenza superiore a 10 MW che potranno accedere al meccanismo pur non avendo completato l'*iter* autorizzativo.
Gli impianti di capacità inferiore a 1 MW, invece, avranno accesso diretto agli incentivi, con eccezione degli impianti a tecnologia innovativa, i quali, invece, potranno accedere attraverso bandi specifici.

Iberia

Rinnovabile

Il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo 2022, ha previsto diverse misure in tema di energia rinnovabile. Tra queste:

- la creazione di una procedura semplificata e abbreviata per l'elaborazione di alcuni progetti di energia rinnovabile;
- un aggiornamento di alcuni aspetti specifici del regime di remunerazione delle energie rinnovabili definito dal Regio Decreto Legge 413/2014;
- l'estensione del meccanismo di riduzione delle tariffe stabilito nel 2021 e la fissazione di un prezzo di riferimento di 67 €/MWh dal quale sono previste esenzioni per alcuni contratti bilaterali o infragruppo;

- l'obbligo che almeno il 10% degli investimenti dei distributori sia finalizzato alla creazione di nuova capacità di accesso per collegare la generazione rinnovabile.

Il Consiglio dei Ministri del 13 maggio 2022 ha approvato il cosiddetto "Meccanismo iberico per limitare il prezzo del gas e ridurre l'elettricità". Il meccanismo ha una durata di un anno ed è concepito per ridurre il prezzo dell'energia ai clienti del mercato regolato (in PVPC).

Il Regio Decreto Legge 11/2022, pubblicato il 25 giugno 2022, riduce l'imposta sul valore aggiunto sull'energia elettrica e mantiene la riduzione dell'imposta speciale sull'energia elettrica e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica.

Il Regio Decreto Legge 18/2022, pubblicato il 18 ottobre 2022, stabilisce una proroga delle misure previste dal Regio Decreto Legge 17/2021 fino al 31 dicembre 2023.

Il regio decreto legge del 27 dicembre 2022 stabilisce una proroga della riduzione al 5% dell'Imposta sul valore aggiunto dell'energia elettrica e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica (7%) fino al 31 dicembre 2023.

Inoltre, i suddetti regi decreti legge hanno incluso misure per accelerare e facilitare l'elaborazione di progetti di generazione di energia rinnovabile.

Europa

Grecia

Il Parlamento greco ha votato la legge 4936/2022, pubblicata il 27 maggio 2022. L'art. 37 della medesima legge ha introdotto un'imposta straordinaria retroattiva sugli utili imprevisti sui ricavi lordi dei produttori che partecipano al mercato all'ingrosso (escluse le FER nell'ambito dei regimi FiT o FiP). La misura mira a mitigare l'effetto dei prezzi elevati dell'energia per i consumatori, finanziando sconti sulle loro bollette elettriche. Si applica per il periodo 1° ottobre 2021 - 30 giugno 2022 ed è al livello del 90%. Il calcolo esatto è stato introdotto nell'ottobre 2022 mediante decisione ministeriale. L'impatto sul FEG è stimato dall'autorità di regolazione a 1,8 miliardi di euro.

La decisione ministeriale 70248/2434/2022, pubblicata il 7 luglio 2022, ha introdotto un meccanismo temporaneo nel mercato dell'energia elettrica nel contesto della risposta alla crisi energetica. Il nuovo meccanismo introduce un tetto ai ricavi dei produttori di energia elettrica, diverso a seconda del tipo di tecnologia. Il mercato all'ingrosso è regolato normalmente per evitare perturbazioni dei prezzi nel commercio transfrontaliero. La differenza tra il regolamento del mercato all'ingrosso e il limite viene trasferita al fondo per la transizione energetica che viene quindi utilizzato per sovvenzionare le bollette dei consumatori. Per i produttori rinnovabili che operano nel mercato all'ingrosso il cap è fissato a 85 €/MWh (per l'idroelettrico a 112 €/MWh). Per i produttori di lignite e gas naturale i massimali sono calcolati e annunciati mensilmente. La formula utilizzata per calcolare il massimale per tali produttori prende in considerazione vari parametri per coprire i costi di produzione di energia elettrica e consentire un profitto ragionevole. Il meccanismo è entrato in vigore nel luglio 2022 e dovrebbe essere operativo entro luglio 2023.

La decisione ministeriale 66576/5877/2022, pubblicata il 7 luglio 2022, ha determinato la capacità installata, mediante tecnologia degli impianti di generazione di energia FER, che viene messa all'asta attraverso una procedura di gara competitiva, il numero di procedure di gara competitive all'anno, il calendario per lo svolgimento delle procedure competitive e altre questioni relative alle procedure di gara competitive. Il regime di sostegno previsto per le gare d'appalto è previsto fino alla fine del 2024.

La decisione ministeriale 84014/7123/2022, pubblicata il 13 agosto, ha determinato il quadro prioritario nella concessione di condizioni di connessione alla rete vincolanti per gli impianti FER e di stoccaggio forniti dal gestore della rete e dal gestore del sistema, comprese le aree designate come reti sature. Tra i cluster prioritari sono stati inclusi anche i progetti BESS+RES del FEGGH. Questo sviluppo è considerato importante in quanto Enel Green Power Hellas ha nella sua pipeline (sotto JDA) circa 1,42 GW RES + 2,46 GW BESS (54 progetti).

Romania

Nel 2022 l'applicazione delle disposizioni dell'Ordinanza governativa di emergenza n. 27/2022 relativa alle misure applicabili ai clienti finali nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale nel periodo 1° aprile 2022 - 31 marzo 2023 ha avuto un impatto sull'attività di Enel Green Power Romania. Il GEG ha imposto un contributo al fondo per la transizione energetica pagato da tutti i produttori di energia elettrica: il reddito aggiuntivo generato dai produttori di energia elettrica derivante dalla differenza tra il prezzo medio mensile di vendita netto dell'energia e il prezzo di riferimento di 450 RON/MWh (circa 91 €/MWh) è stato tassato al 100% (per alcuni mesi 80%). Solo il 5% dei costi degli squilibri è riconosciuto e per alcuni mesi i costi con i contratti finanziari non sono stati riconosciuti affatto. Inoltre, dal dicembre 2022 è stato introdotto l'obbligo per i produttori di energia elettrica che commercializzano quantitativi di energia elettrica sul mercato all'ingrosso, di trattenere alla fonte e versare il contributo al fondo per la

transizione energetica dai redditi ottenuti da soggetti residenti/non residenti, relativi a contratti a lungo termine per la copertura del rischio di mercato.

Germania

Il Governo tedesco ha introdotto una tassa del 90% sui ricavi dei produttori di energie rinnovabili, nucleare, petrolio, rifiuti e lignite al di sopra di un certo prezzo (diverso per tecnologia), in vigore dal 1 ° dicembre 2022 e che dovrebbe durare fino alla fine di giugno 2023, con la possibilità di essere estesa fino al 30 aprile 2024. I proventi della tassa saranno utilizzati per finanziare le interruzioni dei prezzi dell'elettricità, del gas e del calore che sono al centro di un pacchetto da 200 miliardi di euro che la Germania ha lanciato in risposta agli alti prezzi all'ingrosso del gas naturale. Per le FER nell'ambito dei regimi di sostegno agli aiuti di Stato, il prezzo al di sopra del quale si applica l'imposta sui ricavi è il prezzo di esercizio dell'offerta più un margine di 30 €/MWh più il 10% dei ricavi di mercato (il contratto di differenza in Germania è 1-way). Per le FER esercenti il prezzo al di sopra del quale si applica l'imposta sui ricavi è di 100 €/MWh più 30 €/MWh di margine più il 10% dei ricavi di mercato.

Nord America

Stati Uniti

Lavoro forzato nella catena di approvvigionamento solare

Nel giugno 2021, in seguito a segnalazioni, la dogana di frontiera degli Stati Uniti ha emesso un "withhold release order" (WRO) sui prodotti a base di silicio realizzati dalla società Hoshine Silicon Industry Co. Ltd (Hoshine) e dalle sue controllate, poiché realizzati mediante lo sfruttamento della forza lavoro. Il WRO limita l'importazione negli Stati Uniti di prodotti in polisilicio realizzate da Hoshine.
L'effetto sull'industria solare statunitense è stato il blocco delle spedizioni di moduli solari fotovoltaici da parte della dogana statunitense, con conseguente ritardo nella consegna delle spedizioni di attrezzature solari ai clienti finali, tra cui Enel.
Tutti i produttori di apparecchiature solari fotovoltaiche hanno dovuto produrre una chiara documentazione della loro catena di fornitura atta a soddisfare le dogane statunitensi, in grado di dimostrare l'origine specifica del silicio di grado metallurgico nei prodotti solari fotovoltaici importati e di provare l'assenza di qualsiasi prodotto Hoshine in qualsiasi parte dei processi di estrazione o di produzione.
Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non consentono lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo. Ciononostante, Enel sta rafforzando i controlli e i requisiti di documentazione, rivedendo la propria catena di approvvigionamento e monitorando l'attuazione del WRO da parte dei funzionari doganali.

In modo autonomo ma collegato, nel dicembre 2021 il Presidente Biden ha firmato la legge "Uyghur Forced Labor Prevention Act" (UFLPA). L'UFLPA richiede alle dogane degli Stati Uniti di applicare una presunzione che le merci "estratte, prodotte o fabbricate in tutto o in parte" nella regione autonoma di Xinjiang Uyghur, siano fatte utilizzando lavoro forzato e, quindi, ne sia vietata l'importazione negli Stati Uniti.
Le merci coperte da questa presunzione non potranno entrare a meno che l'importatore non dimostri di aver:

- pienamente rispettato le linee guida e i regolamenti del Governo;
- risposto in modo completo e sostanziale a tutte le richieste della dogana statunitense; e
- stabilito "con prove chiare e convincenti" che le merci non sono state fatte utilizzando lavoro forzato.

Quella del polisilicio è una delle tre industrie particolarmente attenzionate ai fini dell'applicazione della WRO e questa attenzione si estende alle attrezzature solari fotovoltaiche che potrebbero contenere materie prime estratte nella regione autonoma dello Xinjiang Uyghur.
L'attuazione della legge sarà guidata da un processo di regolamentazione amministrativa in corso dal febbraio 2022 e destinato a concludersi entro giugno 2022.

Il 21 giugno 2022 è entrato in vigore un elemento chiave dell'UFLPA: la presunzione relativa. D'ora in poi, qualsiasi bene estratto, prodotto o fabbricato in tutto o in parte nella Xinjiang Uygur Autonomous Region (XUAR), o da entità identificate in una nuova Entity List dell'UFLPA, si presumerà che sia stato realizzato con lavoro forzato e ne sarà vietato l'ingresso negli Stati Uniti. Per evitare il blocco della consegna delle merci da parte delle dogane statunitensi, gli importatori dovranno dimostrare se le merci da importare (o i loro componenti) sono state estratte, prodotte o fabbricate nella XUAR e/o se le merci da importare sono state acquistate da un fornitore identificato nella UFLPA Entity List.
L'osservanza dell'UFLPA da parte degli importatori dovrebbe soddisfare quella dell'attuale Withhold Release Order (WRO) che blocca l'importazione di qualsiasi apparecchiatura solare contenente silicio di grado metallurgico prodotto da Hoshine.

La natura privata dei blocchi delle dogane statunitensi rende difficile il monitoraggio dell'applicazione dell'UFLPA. A giugno 2022, secondo i media, le autorità doganali statunitensi hanno bloccato alcune importazioni di apparecchiature solari negli Stati Uniti ai sensi dell'UFLPA e hanno richiesto prove documentali che dimostrassero l'origine della quarzite presente nella catena di fornitura delle apparecchiature.

Dazi degli Stati Uniti sulle apparecchiature solari importate

Nel febbraio 2022 l'amministrazione Biden ha annunciato la sua decisione di estendere i dazi applicabili alle importazioni di pannelli solari. La decisione proroga la riscossione dei dazi per altri quattro anni, adottando al contempo una riduzione tariffaria annuale marginale; viene ridotto infatti, ogni anno dello 0,25%, il dazio sui pannelli solari importati. È importante notare che la decisione dell'amministrazione Biden conferma anche l'esclusione dai dazi dei moduli solari bifacciali, che sono il principale tipo di pannelli solari utilizzati da Enel per i suoi progetti utility-scale negli Stati Uniti.

Dazi degli Stati Uniti sui prodotti cinesi importati

Nel 2018, un'indagine dell'US Trade Representative (USTR), ai sensi dell'art. 301, ha stabilito che gli atti, le politiche e le pratiche della Cina in materia di trasferimento tecnologico, proprietà intellettuale e innovazione sono irragionevoli e discriminatorie.

Di conseguenza, sono state pubblicate cinque liste (Lista 1, 2, 3, 4A e 4B), ognuna delle quali identifica diversi prodotti cinesi soggetti a dazi differenti. Di interesse per Enel, gli elenchi di prodotti includevano componenti cinesi utilizzati per progetti eolici e solari, nonché batterie.

Nel settembre 2022, l'USTR ha annunciato di aver aperto un periodo di commenti pubblici per sollecitare l'efficacia dei dazi previsti dall'art. 301 per comprendere gli effetti della loro applicazione sull'economia e sui consumatori statunitensi al fine di individuare eventuali azioni alternative che potrebbero essere adottate sugli effetti dei dazi.

Non è chiaro se l'USTR utilizzerà i commenti per considerare l'apertura di una nuova procedura di esclusione tariffaria.

Finanziamenti e incentivi federali per l'energia pulita negli Stati Uniti

Nel novembre 2021, il Presidente Biden ha firmato l'Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA) da 1.000 miliardi di dollari, noto anche come legge bipartisan sulle infrastrutture, che sblocca i fondi per nuove spese su strade, ponti, acquedotti e banda larga. La nuova legge contiene anche disposizioni volte a contribuire all'espansione della rete elettrica del Paese e a sostenere le tecnologie energetiche pulite esistenti e nuove. Contiene inoltre disposizioni per sostenere le centrali nucleari e gli impianti idroelettrici esistenti, per ripulire i pozzi orfani e i terreni minerari abbandonati e per facilitare l'accesso ai minerali critici necessari per la produzione di energia pulita. Di potenziale interesse per Enel, nella prima metà del 2022 sono stati annunciati i seguenti programmi:

- idrogeno pulito: il Dipartimento dell'Energia (DOE) ha ricevuto 8 miliardi di dollari per sviluppare tra i 6 e i 10 "Clean Hydrogen Hubs" negli Stati Uniti. Ogni hub sarà costituito da una rete di produttori di idrogeno pulito, potenziali consumatori e infrastrutture di collegamento situate nelle immediate vicinanze. Il DOE ha ricevuto le domande che dovranno essere completate e inviate entro aprile 2023. I risultati finali delle aggiudicazioni saranno annunciati nell'estate del 2023;
- il National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program (NEVI) ha messo a disposizione 5 miliardi di dollari in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Il finanziamento copre il costo dei caricabatterie per veicoli elettrici e delle relative infrastrutture (comprese quelle solari e di stoccaggio), nonché i costi di gestione e manutenzione per cinque anni;
- infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici: il DOE e il Dipartimento dei Trasporti (DOT) degli Stati Uniti, attraverso la Federal Highway Administration, hanno presentato un piano per la creazione di una rete di caricabatterie pubblici per veicoli elettrici lungo le autostrade interstatali per un valore di 5 miliardi di dollari. Il denaro sarà distribuito in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Separatamente, il DOT, attraverso la Federal Transit Administration, ha reso noto il suo piano per distribuire 5,3 miliardi di dollari in sovvenzioni alle agenzie di transito statali e locali per il "Low or No Emission Vehicle Program". Il "Programma per veicoli a basse o nulle emissioni" sostiene le agenzie di trasporto nell'acquisto o nel leasing di autobus a basse o nulle emissioni e di altri veicoli di trasporto che utilizzano tecnologie come le batterie elettriche;
- rafforzamento della rete elettrica ed espansione della trasmissione: questo programma di sovvenzioni statali da 2,5 miliardi di dollari nell'arco di cinque anni è stato promosso per distribuire strategicamente infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici accessibili al pubblico e altre infrastrutture di rifornimento alternative lungo corridoi designati per i carburanti alternativi. Almeno il 50% di questo finanziamento deve essere utilizzato per progetti che ampliano l'accesso alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e di rifornimento alternativo nelle aree rurali, nei quartieri a basso e moderato reddito e nelle comunità con una bassa percentuale di posti auto privati;
- scuolabus elettrici: sono stati stanziati 5 miliardi di dollari in cinque anni per sostituire le flotte esistenti di autobus scolastici alimentati a diesel con autobus scolastici puliti e a emissioni zero. Metà dei finanziamenti sarà utilizzata per gli autobus a emissioni zero, mentre l'altra metà per i carburanti alternativi e gli autobus a emissioni zero. Le sovvenzioni potrebbero coprire fino al 100% dei costi di sostituzione degli scuolabus esistenti e delle infrastrutture di ricarica o rifornimento. L'IIJA sostituirà inoltre migliaia di veicoli di trasporto, compresi gli autobus, con veicoli elettrici e puliti, grazie a un ulteriore stanziamento di 5,75 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni per il

DOT degli Stati Uniti, di cui il 5% è dedicato alla formazione della forza lavoro di trasporto per la manutenzione e la gestione della flotta.

"Legge sulla riduzione dell'inflazione" del 2022

Il 16 agosto 2022 il Presidente Biden ha firmato l'"Inflation Reduction Act" (IRA), che stanzia 415 miliardi di dollari nei prossimi 10 anni attraverso sovvenzioni, crediti d'imposta e investimenti a sostegno di nuove iniziative di produzione di tecnologie pulite, produzione di energia rinnovabile, elettrificazione dei trasporti e agricoltura intelligente dal punto di vista climatico. L'impatto previsto è una riduzione di quasi il 40% delle emissioni di gas serra negli Stati Uniti entro il 2030, con un impatto sul PIL statunitense dello 0,2% nel 2031. Le ripartizioni dei finanziamenti comprendono:

- energia (proroga e in alcuni casi aumento dei crediti d'imposta; 263 miliardi di dollari);
- clima (accelerare la riduzione delle emissioni e sostegno alle comunità a basso reddito; 48 miliardi di dollari);
- produzione (incoraggiare la produzione nazionale di energia eolica, solare e di batterie; 48 miliardi di dollari);
- territorio (creazione di programmi di incentivazione della qualità ambientale; 27 miliardi di dollari);
- trasporti (attraverso crediti d'imposta per i consumatori; 24 miliardi di dollari);
- acqua (attraverso un programma di mitigazione dell'impatto della siccità; 5 miliardi di dollari).

Il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti sta attualmente sollecitando le linee guida necessarie per la nuova serie di crediti d'imposta. I vari crediti d'imposta iniziano a diminuire gradualmente al più tardi:

- dal 31 dicembre 2032; o
- dall'anno in cui le emissioni annuali di gas serra degli Stati Uniti derivanti dalla produzione di energia elettrica saranno inferiori al 25% dei livelli di emissione del 2022.

A seconda della realizzazione di infrastrutture abilitanti, i crediti d'imposta possono essere disponibili anche oltre il 2032. Di seguito sono riportate ulteriori specifiche delle disposizioni dell'IRA di particolare interesse per Enel.

Estensione ed espansione dei crediti fiscali federali per l'energia pulita: l'IRA estende il credito d'imposta sulla produzione (PTC) (26,5 $/MWh per progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito per la produzione di energia elettrica pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. L'IRA estende anche il credito d'imposta sugli investimenti (ITC) (30% per i progetti messi in servizio dopo il 31 dicembre 2021), per poi passare a un nuovo credito d'investimento per l'elettricità pulita neutrale dal punto di vista tecnologico a partire dal 2025. Gli sviluppatori di impianti solari hanno ora la possibilità di richiedere il PTC invece dell'ITC. Tuttavia, per ottenere l'intero valore del credito d'imposta sia per il PTC sia per l'ITC, i progetti devono soddisfare i requisiti di salario prevalente e di apprendistato per tutta la durata della costruzione (e forse anche per alcune attività di manutenzione); il mancato rispetto di tali requisiti comporta il pagamento di penali o la riduzione del credito al 20% (5 $/MWh PTC o 6% ITC). L'IRA aggiunge anche l'accumulo di energia autonomo come tecnologia ammissibile per l'ITC, in linea con le condizioni del solare, e i controllori di microgrid come tecnologia ammissibile per l'ITC, in particolare per sistemi non inferiori a 4 kW e non superiori a 20 MW.

L'IRA crea anche crediti d'imposta "bonus" se i progetti soddisfano i requisiti di contenuto nazionale o se il progetto è situato in una "comunità energetica". Un nuovo credito d'imposta bonus è disponibile anche per i progetti solari o eolici (e include lo stoccaggio, se abbinato) situati in "comunità a basso reddito".

Un nuovo credito d'imposta decennale per la produzione di idrogeno pulito è disponibile per l'idrogeno prodotto dopo il 31 dicembre 2022. Il credito si riduce per i progetti la cui costruzione inizia dopo il 1° gennaio 2033 e consiste in un credito di 3 $/kg.

Estensione ed espansione dei crediti d'imposta e dei finanziamenti federali relativi ai veicoli elettrici: per l'elettrificazione dei trasporti, l'IRA estende vari crediti d'imposta per i veicoli elettrici nuovi e usati e per i veicoli elettrici commerciali, che includono gli autobus, ed espande il credito d'imposta anche agli acquirenti di attrezzature per la ricarica dei veicoli elettrici.

L'IRA mette inoltre a disposizione 1 miliardo di dollari per la sostituzione di veicoli pesanti di classe 6 e 7 con veicoli a emissioni zero (per es., scuolabus, autobus di transito, camion della spazzatura) e 3 miliardi di dollari per l'acquisto di nuovi veicoli elettrici per le consegne e di attrezzature per la ricarica da parte del Servizio Postale degli Stati Uniti.

Nuovo credito d'imposta per la produzione manifatturiera avanzata: l'IRA crea un nuovo credito d'imposta per i produttori di componenti di progetti eolici, solari e di batterie, come celle fotovoltaiche, wafer fotovoltaici, moduli solari, pale, navicelle, inverter, celle e moduli di batterie, e molti altri. I tassi di credito variano a seconda del componente, del costo di produzione o in base a determinati fattori di capacità. I crediti d'imposta sono disponibili per i contribuenti che producono le apparecchiature negli Stati Uniti e sono disponibili su base annua per i componenti ammissibili venduti a partire dal 2023, fino al 2032 (con una riduzione graduale a partire dal 2030).

Nuovo pagamento diretto dei crediti fiscali applicabili e possibilità di trasferire alcuni crediti fiscali: l'IRA crea l'opportunità per alcuni operatori del settore di scegliere tra pagamento diretto e la trasferibilità del credito, il che significa che assisteremo a cambiamenti nelle modalità di sviluppo dei progetti, nonché a un'espansione delle industrie

che sviluppano progetti. Di particolare interesse per Enel è la possibilità di scegliere il pagamento diretto per il nuovo credito d'imposta sulla produzione avanzata e per il nuovo credito d'imposta sulla produzione di idrogeno pulito.

Sviluppo delle energie rinnovabili sui terreni federali/ pubblici

L'amministrazione Biden ha fissato l'obiettivo di autorizzare 25 GW di energia rinnovabile su terreni pubblici entro il 2025. Per raggiungere l'obiettivo, l'amministrazione ha disposto alle agenzie federali di accelerare le revisioni dei progetti di energia pulita sui terreni pubblici, mediante cinque nuovi uffici di coordinamento per le energie rinnovabili, e ha ridotto di oltre il 50% gli affitti e le tasse per i progetti solari ed eolici sui terreni pubblici.

Produzione nazionale di tecnologie per l'energia pulita

Il 2 giugno 2022 il Presidente Biden ha emesso una dichiarazione che conferisce al Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) la possibilità di utilizzare il Defense Production Act (DPA) per accelerare la produzione nazionale di cinque tecnologie energetiche chiave:

- solare;
- trasformatori e componenti della rete elettrica;
- pompe di calore;
- isolamento;
- elettrolizzatori, celle a combustibile e metalli del gruppo del platino.

Le determinazioni del DPA fanno parte del piano dell'amministrazione Biden destinato a ridurre i costi energetici per le famiglie, rafforzare la sicurezza nazionale e raggiungere un'indipendenza energetica americana duratura che riduca la domanda di combustibili fossili e sostenga l'economia dell'energia pulita.

Informazioni sul clima

La Securities and Exchange Commission degli Stati Uniti sta finalizzando una norma che impone la divulgazione di informazioni relative al clima nelle dichiarazioni e nei rapporti annuali dei dichiaranti, tra cui le emissioni di gas a effetto serra, alcune metriche finanziarie relative al clima e i rischi rilevanti legati al clima. La pubblicazione della norma finale era prevista per la fine del 2022, ma è stata posticipata.

Azioni politiche statali

La California stanzia finanziamenti significativi per iniziative di energia pulita: alla fine del 2022 la California aveva quasi 100 miliardi di dollari di entrate di bilancio in eccesso e per questo ha stanziato significativi fondi per varie iniziative, tra cui quelle per l'energia pulita. Tra queste, uno stanziamento una tantum di 550 milioni di dollari per il programma di asset di back-up dell'elettricità distribuita per le risorse a zero o basse emissioni, per fornire supporto alla rete quando necessario, e uno stanziamento una tantum di 200 milioni di dollari per il supporto alla rete dal lato della domanda, per ridurla durante i periodi di stress elevato per la rete.
Il governatore si è inoltre impegnato a stanziare 10 miliardi di dollari in sei anni per accelerare l'elettrificazione dei trasporti.

Il Maryland ha approvato un'importante legge sul clima: la legge "Climate Solutions Now Act" del 2022 è entrata in vigore nel giugno 2022. Il provvedimento aumenta l'obiettivo dello Stato di riduzione delle emissioni di gas serra al 60% rispetto ai livelli del 2006 entro il 2031, in confronto al precedente obiettivo del 40% entro il 2030. Fissa, inoltre, una scadenza al 2045 per il raggiungimento di emissioni nette di gas serra pari a zero in tutta l'economia. La legge crea un nuovo standard di prestazione energetica degli edifici che dovranno comunicare le proprie emissioni a partire dal 2025; entro il 2030 gli edifici dovranno ridurre le emissioni del 20% rispetto ai livelli del 2025. La legge consente l'uso dell'accumulo di energia e l'aggiornamento delle infrastrutture di rete come misure di riduzione delle emissioni, ma solo se si può dimostrare che si otterranno "riduzioni di carbonio verificabili".

Il Massachusetts lancia lo standard ZEV e il programma di incentivi per l'accumulo di energia: il governatore Charlie Baker ha firmato una legge sul clima che richiede che tutte le vendite di nuovi veicoli nello Stato siano a zero emissioni a partire dal 2035. La legge prevede inoltre che il Dipartimento dei Servizi Pubblici dello Stato istituisca un programma di incentivi per lo stoccaggio dell'energia per raggiungere l'obiettivo di 1.000 MWh di capacità di stoccaggio entro il 2025.

La governatrice di New York ha raggiunto un accordo di bilancio sugli autobus elettrici: la governatrice Kathy Hochul ha annunciato un accordo che include un piano storico per elettrificare completamente la flotta di autobus scolastici dello Stato. Il piano prevede che tutti i nuovi acquisti di scuolabus siano elettrici a partire dal 2027 e che la flotta dello Stato sia elettrica entro il 2035.
Lo Stato fornirà aiuti alle scuole per l'acquisto o il noleggio di autobus elettrici, comprese le infrastrutture di ricarica.

Canada

Standard sui carburanti puliti

Il Canada ha pubblicato i suoi standard per i carburanti a basse emissioni di carbonio, i "clean fuel standards", dopo un notevole ritardo rispetto all'inizio della crisi dovuta al COVID. Questa politica era stata annunciata qualche anno fa e i suoi regolamenti sono stati finalizzati per essere lanciati nel 2023. Il Clean Fuel Standard (CFS) è fondamentale per l'impegno dell'attuale Governo di ridurre le emissioni di gas serra del 30% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030. Il regolamento proposto è anche una parte fondamentale dell'impegno del Primo Ministro Justin Trudeau di raggiungere le emissioni nette zero entro il 2050.
Il CFS richiede ai fornitori di carburanti liquidi, come benzi-

na, diesel e cherosene, di ridurre gradualmente la quantità di carbonio nei loro prodotti. Per ogni carburante saranno fissati obiettivi di riduzione dell'intensità di carbonio, che inizieranno nel 2022 e aumenteranno ogni anno fino al 2030. Dopo l'entrata in vigore nel 2023, il regolamento richiederà ai fornitori di benzina e gasolio di soddisfare requisiti sempre più severi per ridurre l'intensità di carbonio nel ciclo di vita dei loro prodotti. Potranno farlo sia riducendo le emissioni dei propri processi di produzione e raffinazione, sia acquistando crediti da produttori di fonti di carburante a più basse emissioni – il che significa che la normativa dovrebbe contribuire a sostenere settori emergenti come i biocarburanti e la ricarica dei veicoli elettrici.

Ricapitalizzazione dei fondi per la riduzione delle emissioni di carbonio

Nel corso del 2022, la maggior parte dei fondi destinati alle azioni di riduzione delle emissioni di carbonio è stata stanziata. Tra questi vi sono:

- fondo per il transito a basse emissioni di carbonio: del valore di 2,75 miliardi di dollari, offre sostegno agli operatori del trasporto pubblico e degli scuolabus in tutto il Canada che stanno elettrificando le loro flotte. Il fondo per il transito a emissioni zero mantiene l'impegno del Governo federale di contribuire all'acquisto di 5.000 autobus a emissioni zero nei prossimi cinque anni. Questo investimento viene effettuato in coordinamento con l'impegno della Canada Infrastructure Bank di investire 1,5 miliardi di dollari in autobus a zero emissioni nell'ambito del suo piano di crescita triennale;
- programma per l'infrastruttura dei veicoli a emissioni zero (ZEVIP): si tratta di un'iniziativa da 680 milioni di dollari che terminerà nel 2027 e il cui obiettivo è affrontare la mancanza di stazioni di ricarica e rifornimento in Canada, una delle principali barriere all'adozione dei veicoli a emissioni zero, aumentando la disponibilità di opportunità di ricarica localizzate e di rifornimento di idrogeno. Il finanziamento sarà erogato attraverso accordi di contribuzione con condivisione dei costi per progetti ammissibili che contribuiranno a soddisfare la crescente domanda di ricarica e rifornimento. Questo fondo rafforza l'obiettivo obbligatorio del Canada di rendere a zero emissioni tutte le nuove autovetture e gli autocarri leggeri entro il 2035, accelerando l'obiettivo precedente del 100% entro il 2040;
- Smart Renewables and Electrification Pathways Program (SREPs): è un programma da 964 milioni di dollari che mette a disposizione 922 milioni di dollari in quattro anni per progetti riguardanti la modernizzazione delle reti elettriche e le energie rinnovabili intelligenti. Questo programma ridurrà in modo significativo le emissioni di gas a effetto serra incoraggiando la sostituzione dell'elettricità generata da combustibili fossili con fonti rinnovabili in grado di fornire servizi di rete essenziali, sostenendo al contempo l'equa transizione del Canada verso un'economia elettrificata.

Lancio di standard per l'elettricità pulita

Nel marzo 2022 il Governo ha avviato consultazioni per sviluppare lo standard canadese per l'elettricità pulita, il Clean Electricity Standard (CES), e favorire il progresso verso una rete elettrica a zero emissioni entro il 2035. Lavorare sull'elettricità pulita sarà fondamentale anche per raggiungere l'ambizioso e realizzabile obiettivo canadese di riduzione delle emissioni del 40-45% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030 e di emissioni nette zero entro il 2050. Il Canada dispone già di una delle reti elettriche più pulite al mondo, con l'82% dell'elettricità utilizzata che proviene da fonti non emissive.

Lo sviluppo di uno standard per l'elettricità pulita è un processo di collaborazione tra il Governo federale, le province, i territori, i gruppi indigeni, le aziende elettriche, l'industria e i canadesi. Questo approccio inclusivo sostiene la competitività dell'economia fornendo una base chiara alle province e ai territori per pianificare e gestire le proprie reti, continuando a fornire elettricità affidabile ai canadesi e mantenendo accessibili i costi per le famiglie e le imprese.

Legislazione sull'approvvigionamento energetico e lo stoccaggio di batterie in Alberta

L'"Electricity Statutes Amendment Act", del 2022, è un insieme di aiuti al sistema elettrico dell'Alberta per l'ottimizzazione e la possibilità di implementare sistemi di accumulo a batteria su scala pubblica.

La legge integra le nuove tecnologie e le innovazioni nel sistema elettrico dell'Alberta consentendo l'accumulo di energia, l'autoapprovvigionamento illimitato con esportazione e aiutando il sistema di distribuzione a pianificare i veicoli elettrici, le fonti di energia rinnovabili e altre risorse energetiche distribuite. In particolare, questa legislazione:

- include una definizione formale di stoccaggio di energia nel quadro legislativo e normativo dell'Alberta;
- consente alle aziende di distribuzione e trasmissione di possedere e/o gestire impianti di stoccaggio dell'energia a condizioni specifiche;
- consente l'utilizzo di modelli competitivi per l'acquisizione di servizi di distribuzione e trasmissione da parte degli operatori di mercato.

Africa, Asia e Oceania

India

Il 5 dicembre 2022 è entrata in vigore la "Deviation Settlement Mechanism and Related Matters" (DSM Regulation 2022) pubblicata dalla Central Electricity Regulatory Commission (CERC), che sostituirà la "DSM Regulation" del 2014. Il nuovo regolamento ha un impatto negativo per gli Independent Power Producers (IPP) con impianti eolici e solari. In effetti, la over-injection (ovvero l'immissione nella

rete in eccesso rispetto alla generazione dichiarata) sarà remunerata secondo la tariffa contrattuale fino al 5% della deviazione e al 90% della tariffa contrattuale per la over-injection dal 5% al 10%. Nessun pagamento verrà ricevuto per un'iniezione eccessiva superiore al 10%. Il regolamento del 2014 prevedeva, invece, che la over-injection fosse remunerata a una percentuale decrescente della tariffa contrattuale, assicurando maggiori ricavi ai produttori. La over-injection fino al 15% era remunerata al 100% della tariffa contrattuale, una over-injection tra il 15% e il 25% veniva remunerata al 90%, e così via. I termini sono peggiori anche per la under-injection (generazione inferiore rispetto a quella programmata). Viene tollerata una fascia di deviazione più stretta rispetto alla programmazione e vengono previste penalità maggiori rispetto ai termini del 2014. In caso di under-injection fino al 10%, l'IPP dovrà rimborsare l'acquirente secondo la tariffa contrattuale senza nessuna ulteriore penalità. In caso di under-injection superiore al 10% l'IPP, oltre alle spese di deviazione, pagherà il 10% del prezzo medio dell'energia sul Day Ahead Market ("clearing price").
La nuova "DSM Regulation" ha un impatto sui ricavi dovuto (i) all'assenza di pagamento per la over-injection oltre il 10% di scostamento e (ii) all'aumento degli oneri di deviazione per la under-injection.

Enel Grids

Italia

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la delibera n. 654/2015/R/eel. Tale periodo ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semiperiodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).
Con riferimento al periodo NPR2, ARERA ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati.
La metodologia di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 è stata aggiornata con la delibera n. 614/2021/R/com, stabilendo per la distribuzione e misura elettrica un valore pari al 5,2%. La regolazione prevede un aggiornamento del valore per il periodo 2025-2027, nonché la possibilità di un ulteriore aggiornamento annuale (nel 2023 e nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno 50 bps.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2021 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2020 (delibera n. 153/2022/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2021 (delibera n. 193/2022/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2023.

Con delibera n. 271/2021/R/com, ARERA ha avviato il procedimento volto all'introduzione dal 2024 di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali (c.d. "ROSS", Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio). Nel 2022 sono stati pubblicati i relativi documenti di consultazione n. 317/2022/R/com e n. 655/2022/R/com. Con la delibera n. 527/2022/R/com, ARERA ha inoltre avviato il procedimento volto all'introduzione, dal 2026, della configurazione del ROSS-integrale (basata su analisi di business plan predisposti dalle imprese e validati da ARERA).

Nel corso di tutto il 2022, in occasione degli aggiornamenti trimestrali, ARERA è intervenuta in via straordinaria annullando gli oneri generali di sistema per tutte le tipologie di clienti e potenziando i bonus sociali. Tali misure sono state rese possibili grazie agli stanziamenti del Governo, disposti al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico. Nell'ambito di tali misure, il Governo ha anche previsto l'innalzamento della soglia ISEE di accesso ai bonus sociali (per il 2022 a 12.000 euro; per il 2023 a 15.000 euro). ARERA ha conseguentemente dato attuazione alle previsioni normative per il 2022 e sono in corso di definizione quelle relative al 2023.

ARERA ha completato nel corso del 2022 la regolazione tariffaria dell'energia reattiva prevedendo l'entrata in vigore dal 1° aprile 2023 di corrispettivi per energia reattiva immessa e un aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva prelevata anche per i distributori.

Riguardo alla qualità del servizio, ARERA, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i princípi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023). Con la delibera n. 566/2019/R/eel ARERA ha concluso il percorso di aggiornamento del TIQE per il semiperiodo 2020-2023, proponendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese, tenendo conto delle tempistiche di implementazione degli interventi sulla rete nonché degli effetti dei cambiamenti climatici.

Con la delibera n. 622/2022/R/eel ARERA ha definito i premi e le penali relative alla regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e funzionalità innovative, per l'anno 2021.

Con la delibera n. 722/2022/R/eel ARERA ha definito i premi per gli interventi per la resilienza conclusi da e-distribuzione nel 2021 eleggibili al meccanismo premi-penali di cui alla delibera n. 668/2019/R/eel, che aveva introdotto un meccanismo incentivante degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi.

Con riferimento ai rapporti fra distributori e trader, il 1° gennaio 2021 è entrata in vigore, con la delibera n. 261/2020/R/eel, la nuova versione del Codice di Rete del trasporto elettrico che, per effetto della riduzione delle tempistiche di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento del venditore, ha ridotto l'esposizione creditizia del distributore. Conseguentemente è stato ridotto l'importo delle garanzie che tutti i venditori devono prestare ai distributori a copertura del servizio di trasporto erogato (passando da un livello di copertura che andava da 3 a 5 mesi di fatturato del trader a un nuovo range compreso fra 2 e 4 mesi).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel ARERA ha introdotto a favore del distributore un meccanismo unico di reintegro degli Oneri generali di Sistema (OdS) e Oneri di Rete (OdR) non riscossi dai venditori inadempienti, al fine di unificare ed efficientare i relativi meccanismi preesistenti.
In particolare, la delibera conferma l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato, per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore e, dall'altro, per sterilizzare quanto già remunerato dal sistema tariffario. La delibera prevede istanze di reintegro con cadenza annuale e liquidazione nell'anno stesso.

Efficienza energetica - Certificati bianchi
Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024. Nell'ambito del decreto sono state anche aggiornate le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Iberia

Tariffa elettrica 2022
Il 22 dicembre 2021 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Delibera TED/1484/2021 del 16 dicembre 2021 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori delle tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica applicabili a partire dal 1° gennaio 2022, con una riduzione media del 5,4% rispetto ai valori del 1° giugno 2021.
Il 30 dicembre è stata pubblicata sul BOE l'Ordinanza TED/1484/2021 del 28 dicembre, che stabilisce i prezzi delle tariffe del sistema elettrico che si applicheranno a partire dal 1° gennaio 2022 e stabilisce vari costi regolamentati del sistema elettrico per il 2022. I nuovi tassi per il 2022 rappresentano una riduzione media di circa il 31% rispetto ai tassi approvati il 1° giugno 2021.
Inoltre, il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo ha approvato una riduzione delle tariffe elettriche del 36% rispetto ai valori in vigore il 1° gennaio 2022.

Tariffa elettrica 2023
Il 22 dicembre 2022 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Delibera del 15 dicembre 2022 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori dei pedaggi di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da applicare a partire dal 1° gennaio 2023, con una riduzione media dell'1,0% rispetto ai valori in vigore al 1° gennaio 2022.
Il 29 dicembre 2022 è stata pubblicata sul BOE l'Ordinanza TED/1312/2022 del 23 dicembre, che stabilisce i prezzi degli oneri del sistema elettrico applicabili a partire dal 1° gennaio 2023 e fissa vari costi regolamentati del sistema elettrico per l'esercizio 2023. Le nuove tariffe per il 2023 rappresentano una riduzione media di circa il 40,0% rispetto alle tariffe approvate il 1° gennaio 2022.

Tariffa del gas naturale per il 2022
Il 25 dicembre 2021 è stata pubblicata la Delibera del 22 dicembre 2021 della Direzione Generale della Politica Energetica e delle Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) del gas naturale da applicare nel primo trimestre del 2022, e che, tenendo conto di quanto previsto dal Regio Decreto Legge 17/2021, del 14 settembre, si traduce in un aumento approssimativo del 5,4%, 6,8% e 7,5% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di ultima Istanza 2 (TUR 2) o la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).
Il 31 marzo 2022 è stata pubblicata la Delibera del 28 marzo 2022 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° aprile 2022, con un aumento approssimativo del 5,9%, del 7,2% e del 7,9%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).
Il 29 giugno 2022 è stata pubblicata la Delibera del 27 giugno 2022 della Direzione Generale per la Politica Energe-

tica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° luglio 2022, con un aumento approssimativo del 6,4%, del 7,8% e dell'8,4%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).
Il 29 settembre 2022 è stata pubblicata la Delibera del 28 settembre 2022 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° ottobre 2022, con un aumento approssimativo del 5,9%, del 7,2% e del 7,9%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).
Allo stesso modo, il 25 maggio 2022 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Delibera del 19 maggio 2022 della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce le tariffe di accesso alle reti di trasporto, alle reti locali e alla rigassificazione per l'anno del gas 2023 (dal 1° ottobre 2022 al 30 settembre 2023), con una riduzione media di circa il 13,2%.
Il 19 ottobre è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, che approva le misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Piano +Sicurezza", nonché misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla tutela dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità, che, nel settore del gas naturale, estende fino al 31 dicembre 2023 il limite temporale dell'aumento trimestrale del 15% del costo della materia prima. Allo stesso modo, viene creata una nuova Tariffa di Ultima Istanza (TUR), fino al 31 dicembre 2023, per le comunità di proprietari (o gruppi di proprietari) con consumi superiori a 50.000 kWh/anno e per le società di servizi energetici, al fine di ridurre i costi. Il costo di queste misure sul gas sarà coperto dal Bilancio Generale dello Stato (PGC).
Infine, il 29 settembre 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/929/2022 del 27 settembre, che stabilisce gli oneri del sistema del gas e la remunerazione e i corrispettivi per gli impianti di stoccaggio sotterraneo di base per l'anno 2023 (dal 1° ottobre 2022 al 30 settembre 2023).

Tariffa del gas naturale per il 2023

Il 28 dicembre 2022 è stata pubblicata la Delibera del 22 dicembre 2022 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° gennaio 2023, e che, tenendo conto delle disposizioni del Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre, stabilisce un aumento approssimativo del 7,7%, del 9,0% e del 9,5% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3). Da parte loro, le tariffe TUR applicabili alle Comunità di Proprietari, introdotte con il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, sono ridotte di circa il 2,0%.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 3 agosto 2022 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/749/2022 del 27 luglio, che approva l'incentivo o la penalità per la riduzione delle perdite nella rete di distribuzione dell'energia elettrica per il 2016, modifica la remunerazione di base per il 2016 per diverse società di distribuzione e approva la remunerazione delle società di distribuzione dell'energia elettrica per il 2017, il 2018 e il 2019. Il presente decreto ministeriale stabilisce il valore della remunerazione per gli anni dal 2017 al 2019, tenendo conto delle precedenti relazioni della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC).
Inoltre, il 16 dicembre 2022 è iniziata l'elaborazione della proposta di risoluzione della CNMC che stabilisce la remunerazione per il 2020.

Europa

Romania

In Romania i DSO sono obbligati ad acquistare dal mercato all'ingrosso l'energia necessaria per coprire le perdite di rete. L'ANRE riconosce *ex ante* un livello di costo di tale acquisto, da coprire attraverso le tariffe di distribuzione riscosse durante l'anno. Sullo sfondo della crisi energetica, i costi di acquisizione dell'energia sono aumentati fino a livelli diverse volte superiori ai valori riconosciuti ex ante, con gravi conseguenze per la situazione finanziaria dei DSO.
Nel 2022 le tariffe di distribuzione sono state fissate dalla legislazione primaria fino ad aprile 2023, indipendentemente dall'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato all'ingrosso.
Nel settembre 2022 le autorità hanno introdotto, tramite la legislazione primaria (seguita dalla corrispondente legislazione secondaria), un meccanismo di capitalizzazione dei costi aggiuntivi pagati dai DSO rispetto ai costi riconosciuti ex ante. Le attività risultanti da tale capitalizzazione dovrebbero essere recuperate attraverso un ammortamento in cinque anni e una remunerazione pari alla metà del tasso di rendimento regolamentato applicabile per gli anni di analisi.
Inoltre, le autorità hanno istituito un meccanismo di acquisizione centralizzato, gestito dall'operatore di mercato OPCOM, in base al quale i generatori vendono l'energia non contrattualizzata ai DSO per la copertura delle perdite di rete, a un prezzo fisso di 450 RON/MWh (circa 91 €/MWh), riducendo così la pressione sulla situazione finanziaria dei DSO.

America Latina

Cile

Determinazione delle tariffe di distribuzione 2020-2024
In data 23 dicembre 2022, tramite la Resolución Exenta n. 908, la Commissione Nazionale dell'Energia ha approvato l'elaborato tecnico del calcolo delle componenti del valore aggregato di distribuzione per il periodo 2020-2024.
Tuttavia il processo di determinazione delle tariffe per il periodo 2020-2024 è ancora in corso. Per il momento si continuano ad applicare le tariffe in accordo alla metodologia vigente per il periodo 2016-2020.

Argentina

Revisioni tariffarie
Fintantoché non si arrivi all'approvazione di una revisione della tariffa integrale definitiva si dà facoltà al regolatore ENRE di fissare degli adeguamenti tariffari provvisori al fine di garantire la stabilità nell'erogazione dei servizi.
In tale contesto, nel corso del 2021, sono state approvate tre modifiche al quadro tariffario, di cui due relative al prezzo dell'elettricità da applicare ai clienti e una relativa al valore aggregato della distribuzione. Quest'ultima ha comportato un adeguamento tariffario del 21,8% in data 30 aprile 2021, che si è tradotto in un incremento tariffario per i clienti finali di circa il 9%. Nel corso del 2022 è stata approvata un'altra modifica tariffaria che ha comportato un incremento tariffario dell'8% a partire dal 1° marzo 2022, sempre in attesa dell'avvio di un processo di rinegoziazione integrale della tariffa.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribuição Ceará
Le ultime revisioni tariffarie integrali approvate per ciascuna società di distribuzione brasiliana appartenente al Gruppo Enel risalgono al 2018 (per Enel Distribuição Rio de Janeiro) e al 2019 (per Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo). Le prossime revisioni tariffarie sono previste per il 2023.

Gli ultimi adeguamenti tariffari sono riepilogati di seguito:

		Incremento medio	
Società	Data di adeguamento tariffario	Alta tensione	Bassa Tensione
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Marzo 2022	+15,38%	+17,39%
Enel Distribuição Ceará	Aprile 2022	+24,16%	+25,09%
Enel Distribuição Ceará (RTE)	Luglio 2022	-2,96%	-3,02%
Enel Distribuição São Paulo	Luglio 2022	+18,03%	+10,15%

In termini di aggiornamenti regolatori nell'ambito della distribuzione di energia elettrica in Brasile, si evidenzia che il 7 gennaio 2022 è stata pubblicata la Legge 14300/2022 che definisce il quadro legale di riferimento per la generazione distribuita (GD) nel Paese. La legge prevede cambiamenti graduali al sistema di compensazione di energia (net metering) per i nuovi sistemi di GD e garantisce l'applicazione delle regole attuali fino al 2045 per gli impianti già in funzione o che entrino in funzione entro i 12 mesi successivi.
Addizionalmente, il provvedimento crea un periodo di transizione per i nuovi impianti di GD che si collegheranno alla rete tra il 7 gennaio 2023 e il 7 luglio 2023. Superato il periodo di transizione, i consumatori con GD dovranno pagare il 100% dei costi di trasporto della rete (tariffa applicata per l'utilizzo della rete di distribuzione), al netto dei benefíci di sistema prodotti dalla GD che dovranno essere calcolati dal regolatore nei 18 mesi successivi alla pubblicazione della legge.

Concessione CIEN assegnata ad altro operatore
A dicembre 2022 la concessione delle attività di interconnessione Brasile-Argentina CIEN (Garabi I e Garabi II) è stata messa in gara a seguito della scadenza della concessione precedentemente assegnata a Enel.
Il nuovo operatore TAESA subentrerà a partire dal 31 marzo 2023.
Il nuovo operatore firmerà quindi un nuovo contratto in data 31 marzo 2023 ed Enel riceverà una compensazione relativa ai valori dell'attivo non ancora ammortizzati pari a 163,2 milioni di euro (dato aggiornato ad agosto 2022). L'ammontare verrà comunque attualizzato fino alla data effettiva del pagamento della compensazione.

Colombia

La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) definisce la metodologia di remunerazione della rete di distribuzione. Le tariffe di distribuzione si definiscono ogni cinque anni e si aggiornano mensilmente in base all'Indice dei Prezzi al Produttore (IPP).

Revisioni tariffarie
La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) con la Risoluzione n. 122 del 2020 ha fissato le tariffe di distribuzione per la società Codensa per il periodo 2018-2023.

Nel settembre 2022, a seguito di un dibattito nazionale sulle alte tariffe energetiche, la CREG ha emanato le Delibere CREG 101-027, 101-028, 101-029 e 101-031, che contengono misure volte a: (i) mitigare l'elevato impatto che gli indici inflazionistici esercitano sulle componenti di trasmissione e distribuzione dell'energia, proveniente dal tasso; (ii) stabilire un'ottimizzazione dei costi di avvio e

arresto degli impianti termici, al fine di ridurre il costo dei vincoli; (iii) aprire un meccanismo volontario affinché i venditori che servono gli utenti finali, i venditori e i produttori svolgano trattative per rinegoziare i prezzi, i tempi e gli indici dei contratti bilaterali di energia elettrica; e (iv) istituire un meccanismo che permetta alle società di commercializzazione di differire i pagamenti da effettuare sul mercato all'ingrosso alle società di trasmissione e alle società di distribuzione di energia elettrica.

Nel dicembre 2022, la Commissione di Regolazione delle Comunicazioni (CRC) ha pubblicato l'Agenda Regolatoria per il periodo 2023-2024, che contiene 26 iniziative (tra progetti normativi, attività e studi), inquadrate in cinque pilastri strategici: (i) benessere e diritti di utenti e pubblici, (ii) mercati e concorrenza, (iii) innovazione e miglioramento normativo, (iv) gestione dei gruppi di valore e (v) rafforzamento istituzionale.

Perù

In Perù, il processo per la determinazione delle tariffe di distribuzione si effettua ogni quattro anni e viene denominato "Fissazione del Valore Aggregato di Distribuzione" (VAD). Eccezionalmente l'ultimo ciclo tariffario ha fissato una durata di cinque anni. Pertanto, nel 2018 si è completato il processo di determinazione del VAD per il periodo 2018-2022. È attualmente in corso l'*iter* per il periodo 2022-2026.
La normativa peruviana segue lo schema normativo della "Società Modello", per cui in ogni processo tariffario vengono stabiliti i costi di investimento e di esercizio e manutenzione necessari a soddisfare la domanda nell'area di concessione, che saranno riconosciuti a ciascuna società di distribuzione secondo i parametri e i criteri definiti dall'Osinergmin. Il VAD è determinato individualmente per ogni distributore con più di 50.000 clienti.

Mercati finali

Italia

L'attuale quadro normativo sul superamento della tutela 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) prevede un rinvio scaglionato per la rimozione della tutela di prezzo: al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, al 1° gennaio 2023 per le microimprese ed entro gennaio 2024 per i clienti domestici.
L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) a novembre 2022, in ragione del differimento per motivi tecnici della data di avvio del servizio di ultima istanza destinato alle microimprese e ai clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW, ha previsto che le condizioni economiche di maggior tutela continueranno a essere applicate fino al 31 marzo 2023 ai clienti già serviti.
Per quanto riguarda il settore gas, il superamento del regime di tutela è previsto a gennaio 2024 per i clienti domestici e i condomini.

In riferimento alla fine della tutela per le piccole imprese del settore elettrico (1° gennaio 2021), il 31 dicembre 2020 è stato emanato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) attuativo della Legge Concorrenza che ha delegato ARERA a definire le misure di transizione al mercato libero dei clienti, sulla base di alcuni criteri e indirizzi. Con la delibera n. 491/2020/R/eel, ARERA ha istituito un servizio di ultima istanza ("servizio a tutele graduali") per le piccole imprese senza fornitore, assegnato tramite aste su base territoriale e per una durata di tre anni; è stato previsto anche un limite massimo pari al 35% della quota di mercato assegnabile a ciascun operatore.
A marzo 2021 Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato il decreto ministeriale davanti al TAR Lazio, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione di misure (per es., clausola sociale) per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita dei clienti. Sul secondo punto, sempre a marzo 2021, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato anche la delibera n. 491/2020/R/eel con un ricorso pendente dinanzi al TAR Lombardia. Al momento nessuna udienza è stata ancora fissata nell'ambito dei citati ricorsi.

Con la delibera n. 208/2022/R/eel e s.m.i. ARERA ha introdotto un ulteriore servizio di ultima istanza, il servizio a tutele graduali per le microimprese, nel quale verranno rifornite, a partire dal 1° aprile 2023 (in ragione della proroga tecnica introdotta dalla delibera n. 586/2022/R/eel), le microimprese e i clienti con forniture non domestiche con potenza impegnata inferiore a 15 kW che non hanno scelto un fornitore di mercato libero. Il servizio a tutele graduali per le microimprese viene erogato per un periodo di quattro anni dai venditori territorialmente competenti, risultati aggiudicatari della procedura di gara gestita dall'Acquirente Unico rivolta a tutti gli operatori in possesso di determinati requisiti tecnico-economici. Al termine dei quattro anni di durata del servizio, le forniture che non verranno contrattualizzate con un altro operatore continueranno a essere servite dallo stesso esercente a condizioni di libero mercato.
Analogamente a quanto fatto per la disciplina attuativa per

il superamento del regime tutelato per le piccole imprese, anche la delibera n. 208/2022/R/eel, relativa alle microimprese, è stata impugnata dinanzi al TAR Lombardia da Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale a luglio 2022, contestando l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione (per es., clausola sociale) per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita di clienti conseguente al superamento del regime di tutela. A ottobre 2022, le società hanno inoltre impugnato innanzi al TAR Lazio il decreto ministeriale del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) recante le modalità di attuazione del servizio a tutele graduali per le microimprese, formulando le medesime contestazioni sopra indicate.

Con la sentenza n. 18/2021 il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati dalle società Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia annullando la delibera n. 279/2017/R/com. Tale delibera istituiva un meccanismo incentivante per una maggiore diffusione delle bollette in formato elettronico presso i clienti serviti nei regimi di tutela e subordinava al raggiungimento di determinate soglie la compensazione per il venditore del differenziale tra sconto riconosciuto ai clienti e costo evitato. ARERA, con la delibera n. 477/2021/R/com, ha modificato conseguentemente la disciplina, con effetti a partire dal 2022, anche relativamente al recupero delle quote inerenti alle annualità pregresse.

Energia elettrica

Con la delibera n. 402/2021/R/eel l'aggiornamento per l'anno 2022 della componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti il servizio di maggior tutela (RCV) e del corrispettivo PCV è stato posticipato a marzo 2022 (per il primo trimestre 2022 sono rimasti quindi validi i livelli di RCV e PCV fissati con la delibera n. 604/2020/R/eel).
Con la delibera n. 146/2022/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2022 e fino al 31 marzo 2023, la componente RCV, adeguando al contempo i valori in modo da tenere conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto a gennaio 2022. Con il medesimo provvedimento sono stati aggiornati anche i livelli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero.

Al fine di contenere l'impatto sulla spesa dei clienti finali dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica, con la delibera n. 463/2022/R/eel di aggiornamento delle tariffe della maggior tutela per il quarto trimestre 2022, ARERA ha disposto di mantenere invariata, rispetto al trimestre precedente, l'aliquota di recupero della differenza positiva tra i prezzi effettivi registrati sui mercati all'ingrosso nel terzo trimestre 2022 e le stime utilizzate in occasione dell'aggiornamento relativo al medesimo periodo. Parallelamente, con la delibera citata ARERA ha anche disposto che, entro la fine del 2022, la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali eroghi agli esercenti la maggior tutela un ammontare pari alla migliore stima dell'importo di recupero come risultante alla fine del terzo trimestre e che sarebbe stato raccolto dai clienti finali nella forma di ricavo da corrispettivo PED nel corso del quarto trimestre. Con le delibere n. 558/2022/R/eel e n. 743/2022/R/eel sono state date le necessarie indicazioni attuative.

ARERA è analogamente intervenuta con la delibera n. 473/2022/R/eel prevedendo una sessione straordinaria per anticipare a fine dicembre 2022 il conguaglio di load profiling del primo semestre del medesimo anno, in cui si era formato un disavanzo finanziario per gli esercenti la maggior tutela dovuto al significativo passaggio nel corso degli ultimi anni dei misuratori da un trattamento non orario a un trattamento orario. Nell'ambito del provvedimento, è stata anche data l'opportunità agli operatori del mercato libero di saldare la corrispondente posizione debitoria entro gennaio 2023 in modo da non creare impatti sulla cassa di fine 2022.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore elettrico, ARERA disciplina all'art. 18 del TIV il meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti.
Con la delibera n. 32/2021/R/eel ARERA ha previsto un meccanismo di reintegro della morosità relativo agli oneri generali di sistema versati dalle imprese di vendita del mercato libero e della salvaguardia alle imprese distributrici ma non riscossi dai clienti finali (per la salvaguardia, con riferimento ai soli clienti disalimentabili).
Per i clienti non disalimentabili serviti in salvaguardia, il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili è disciplinato all'art. 44 del Testo Integrato Vendita (TIV).

Gas

Con la delibera n. 603/2020/R/gas sono stati aggiornati i livelli della componente QVD per l'anno 2021, successivamente prorogati, con la delibera n. 401/2021/R/gas e in deroga a quanto previsto dall'art. 7.2 del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG), fino al 31 marzo 2022.
Tale componente è stata aggiornata, a partire dal 1° aprile 2022, con la delibera n. 147/2022/R/gas e la sua valorizzazione ha tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022. Inoltre, ARERA ha previsto che eventuali aggiornamenti che si rendessero necessari avvengano entro il mese di marzo 2023.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore gas, agli artt. 31 *quinquies* e 37.1 lettera b) del TIVG, ARERA disciplina specifici meccanismi di reintegrazione per i fornitori del servizio di ultima istanza e del servizio di default su reti di distribuzione.

Procedimento Antitrust PS12461 - Modifiche delle condizioni economiche di fornitura

In data 13 dicembre 2022 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato a Enel Energia ed 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 DL 9 agosto 2022, n. 115 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*") del 10 agosto 2022, convertito in legge n. 142 del 21 settembre 2022, che ha disposto la sospensione, dal 10 agosto 2022 al 30 aprile 2023 (poi prorogato al 30 giugno 2023 dal c.d. "Decreto Milleproroghe", decreto legge n. 198/2022), dell'efficacia delle clausole contrattuali che consentono alle società di vendita di modificare il prezzo di fornitura e delle relative comunicazioni di preavviso, salvo che le modifiche di prezzo si siano già perfezionate prima dell'entrata in vigore del decreto stesso (10 agosto 2022). Con provvedimento di avvio del procedimento, l'AGCM ha contestualmente inibito l'invio di nuove comunicazioni di modifica del prezzo e imposto la rettifica di quelle già inviate.

Il Consiglio di Stato, con ordinanza del 22 dicembre 2022, resa nell'ambito del ricorso promosso da Iren, ha distinto i rinnovi contrattuali (delle offerte in scadenza) dallo *ius variandi* ed escluso per i primi l'applicabilità dell'art. 3 del citato decreto legge. Tale principio è stato recepito anche dal Governo che, con il "Decreto Milleproroghe" del 29 dicembre 2022, ha disposto che l'art. 3 del "Decreto Aiuti *bis*" non si applichi alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte. In data 30 dicembre 2022, a seguito del pronunciamento del Consiglio di Stato e del suddetto intervento normativo chiarificatore, l'AGCM ha notificato a Enel Energia un provvedimento cautelare di conferma parziale di quello adottato contestualmente all'avvio del procedimento, diffidando la stessa, limitatamente ai contratti per i quali non era specificamente individuata o comunque predeterminabile una scadenza delle condizioni economiche, a sospendere i rinnovi delle condizioni economiche, da effettuare e già effettuati, confermando le condizioni di fornitura precedentemente vigenti, e a contattare i clienti che avessero effettuato il recesso a seguito della comunicazione di rinnovo, informandoli della possibilità di ritornare in fornitura alle precedenti condizioni.

Il 16 gennaio 2023 Enel Energia ha prodotto una relazione di ottemperanza in risposta a tale provvedimento cautelare, comunicando all'AGCM di essersi limitata, durante la vigenza del citato art. 3, a procedere al mero aggiornamento delle condizioni economiche in occasione della scadenza di quelle precedentemente applicate. Enel Energia ha impugnato i provvedimenti dell'AGCM al TAR Lazio, innanzi al quale il giudizio è attualmente pendente. Il termine per la conclusione del procedimento è fissato all'11 maggio 2023, salvo proroghe.

Iberia

Efficienza energetica

La Legge 18/2014, del 15 ottobre, che approva misure urgenti per la crescita, la competitività e l'efficienza, ha creato il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

Il 23 marzo 2022 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/220/2022, datata 16 marzo, che stabilisce il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per il 2022, pari a 26 milioni di euro per Endesa.

Si prevede che Endesa contribuisca al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per 49 milioni di euro nel 2023, cui deve contribuire con almeno 30 milioni di euro (40,0%), potendo soddisfare il resto del suo obbligo presentando Certificati di Risparmio Energetico (CAE).

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo, che approva alcune misure facenti parte del Piano Nazionale di Risposta alle Conseguenze della Guerra in Ucraina. Nel settore energetico, questo regio decreto legge prevede diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2022 dal Regio Decreto Legge 11/2022 del 25 giugno e fino al 31 dicembre 2023 dal Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre e dal Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre. Le misure più rilevanti in relazione al Bonus Sociale sono le seguenti:

- la proroga fino al 31 dicembre 2022 dell'estensione degli sconti del bonus sociale elettrico dal 25% al 60% per i consumatori vulnerabili e dal 40% al 70% per i consumatori gravemente vulnerabili;
- allo stesso modo, vengono modificati altri aspetti dei criteri di eleggibilità per il Bonus Sociale. In particolare, il provvedimento stabilisce il rinnovo automatico del Bonus Sociale ogni due anni. Analogamente, sono stati stabiliti nuovi criteri per determinare la categoria di consumatore vulnerabile, che ora si baserà sulla figura del nucleo di convivenza, costituito da quelle persone che vivono insieme nella stessa casa per matrimonio, relazione di diritto comune, secondo grado di consanguineità, affinità, adozione o simili. La soglia di base è fissata a 1,5 volte l'indicatore pubblico di reddito a effetto multiplo (IPREM) per 14 pagamenti, che sarà aumentata di 0,3 per ogni ulteriore membro adulto e di 0,5 per ogni membro minorenne del nucleo di convivenza. Anche i beneficiari del reddito minimo vitale sono inclusi nel gruppo dei beneficiari del Bonus Sociale. Le soglie di cui sopra saranno aumentate di un valore pari a 1 in alcuni casi (forte dipendenza, violenza di genere, terrorismo ecc.) e saranno ri-

dotte del 50% per i consumatori gravemente vulnerabili;
- nel Bilancio generale dello Stato (PGC) del 2022 viene concesso un credito di 75 milioni di euro per finanziare l'aumento della copertura del bonus sociale termico;
- viene istituito un nuovo meccanismo di finanziamento per il Bonus Sociale. Secondo questo nuovo meccanismo, il Bonus Sociale sarà coperto da tutti i soggetti del settore elettrico (generazione, trasmissione, distribuzione e commercializzazione, oltre che dai consumatori diretti) in base al fatturato aggregato esente da imposte di ciascuna attività, sulla base del quale sarà fissato un valore contributivo unitario per ogni attività. Nel caso in cui il grado di copertura dei contributi sia inferiore del 20% rispetto al fabbisogno finanziario effettivo, la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) può proporre nuovi valori di contributo. Il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo fissa temporaneamente questi valori contributivi unitari fino a quando la CNMC non proporrà i valori unitari definitivi per il 2022, i quali sono stati approvati con l'Ordinanza TED/733/2022,del 22 luglio. Infine, si stabilisce che gli importi che sono stati sostenuti dai commercializzatori di riferimento, e riconosciuti nella sentenza, per il finanziamento del Bonus Sociale, saranno assunti dai nuovi soggetti obbligati. Il 29 dicembre 2022 è iniziata l'elaborazione dei valori unitari proposti per il finanziamento del Bonus Sociale per il 2023.

Il 19 ottobre 2022 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, che approva misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Piano +Sicurezza", nonché misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla protezione dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità, che stabilisce le seguenti misure in relazione al Bonus Sociale:
- gli sconti per i beneficiari sono aumentati fino al 31 dicembre 2023, dal 60% al 65% nel caso di consumatori vulnerabili e dal 70% all'80% per i consumatori gravemente vulnerabili. Allo stesso modo, e con lo stesso orizzonte temporale, il limite energetico al quale si applicano gli sconti è aumentato del 15%;
- analogamente, viene creato un nuovo sconto del 40%, con lo stesso orizzonte temporale, per le famiglie lavoratrici coperte dal Prezzo Volontario per i Piccoli Consumatori (PVPC) con un reddito compreso tra 1,5 e 2 volte l'Indicatore Pubblico di Reddito Multiplo Effettivo (IPREM), aumentato di 0,3 per ogni ulteriore componente adulto e di 0,5 per ogni ulteriore componente minorenne;
- il bonus sociale termico viene rafforzato, raddoppiando il contributo del Bilancio Generale dello Stato (PGC).

Misure di protezione dei consumatori: garanzia di fornitura di energia elettrica

Il Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre sulle misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina e per sostenere la ricostruzione dell'isola di La Palma e altre situazioni di vulnerabilità, nell'ambito dei clienti vulnerabili e del Bonus Sociale, proroga fino al 31 dicembre 2023 il divieto di sospendere le forniture di elettricità, acqua e gas ai consumatori vulnerabili, gravemente vulnerabili o a rischio di esclusione sociale.

Misure di protezione dei consumatori: misure fiscali

Il Regio Decreto Legge 6/2022 del 29 marzo, che adotta misure urgenti nell'ambito del Piano Nazionale per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, e il Regio Decreto Legge 11/2022 del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per la ripresa economica e sociale dell'isola di La Palma, stabiliscono una riduzione dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) per i consumatori la cui potenza contrattuale è inferiore o uguale a 10 kW o che sono beneficiari del Bonus Sociale. La riduzione è dal 21% al 10% fino al 30 giugno 2022 e al 5% dal 31 dicembre 2022.
Allo stesso modo, vengono prorogate la riduzione dell'imposta speciale sull'elettricità allo 0,5% e la sospensione temporanea dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica.
Inoltre, sono stati introdotti bonus straordinari di 0,20 €/kg (0,20 €/l) fino al 31 dicembre 2022 per alcuni prodotti energetici, come benzina, gasolio, gas di petrolio liquefatto (GPL), gas naturale liquefatto (GNL), gas naturale compresso (GNC), biometano e biodiesel.

Il Regio Decreto Legge 17/2022 del 20 settembre, che adotta misure urgenti nel settore dell'energia, nell'applicazione del sistema di remunerazione degli impianti di cogenerazione e riduce temporaneamente l'aliquota dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) applicabile alle consegne, alle importazioni e agli acquisti intracomunitari di determinati combustibili, riduce l'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) dal 21% al 5% sulle forniture di gas naturale, pellet, bricchette e legna da ardere, fino al 31 dicembre 2023.

Il Regio Decreto Legge 18/2022 del 18 ottobre, che approva misure per rafforzare la protezione dei consumatori di energia e contribuire alla riduzione del consumo di gas naturale in applicazione del "Piano +Sicurezza", nonché misure relative alla retribuzione del personale del settore pubblico e alla protezione dei lavoratori agricoli temporanei colpiti dalla siccità, introduce o estende gli incentivi per il miglioramento dell'efficienza energetica e gli investimenti nelle energie rinnovabili.

Il Regio Decreto Legge 20/2022 del 27 dicembre, sulle misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina e per sostenere la ricostruzione dell'isola di La Palma e di altre situazioni di vulnera-

bilità, proroga fino al 31 dicembre 2023 le riduzioni al 5% dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) su gas ed elettricità, la riduzione dell'accisa sull'energia elettrica allo 0,5% e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica (in relazione a quest'ultima, il sistema elettrico sarà compensato da un importo equivalente per garantire l'equilibrio tra ricavi e costi degli oneri).

Europa

Romania

Le autorità hanno imposto ai fornitori la vendita a prezzi fissi al dettaglio in base alla quantità di energia consumata mensilmente. La legislazione primaria consente ai fornitori di ottenere un margine fisso per MWh mediante il recupero, dallo Stato, della differenza tra il costo reale di approvvigionamento e il costo risultante dalla deduzione dai prezzi fissi per l'utente finale del margine di fornitura e dei costi regolamentati di trasmissione e distribuzione. Tale recupero è incompleto e ritardato:

- l'ANRE calcola il valore massimo del prezzo medio ponderato dell'energia elettrica al quale i fornitori di energia elettrica devono pagare gli importi dal bilancio statale, pari a 1.300 RON/MWh: tale limite massimo è in vigore dal 1° settembre 2022;
- limitazione dei prezzi finali fatturati ai clienti: si applicano regole diverse per i prezzi massimi a seconda del tipo di clienti (domestici e non domestici); attualmente tutti i prezzi al dettaglio in Romania sono fissati per legge, il valore massimo è 1.300 RON/MWh;
- le autorità hanno istituito un meccanismo di acquisizione centralizzato, gestito dall'operatore di mercato OPCOM, in base al quale i produttori vendono ai fornitori l'energia non contrattualizzata, a un prezzo fisso di 450 RON/MWh (circa 91 €/MWh), aiutando così leggermente i fornitori a mantenere i costi complessivi di approvvigionamento al di sotto della soglia di 1.300 RON/MWh.

America Latina

Mercato libero

In tutti i Paesi del Sud America le società di distribuzione possono fornire energia elettrica ai loro clienti in forma regolata, ma anche a libere condizioni di mercato se tali clienti superano particolari limiti.
I limiti del mercato libero per Paese sono i seguenti:

Paese	kW limite
Argentina	>30 kW
Brasile	>1.000 kW o >500 kW(1)
Colombia	>100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	Non applicabile(2)
Guatemala	>100 kW
Panama	>100 kW
Perù	>200 kW(3)

(1) Il limite >500 kW si applica se si consuma energia proveniente da fonti rinnovabili, le quali sono incentivate dal Governo mediante uno sconto sulle tariffe.
(2) In Costa Rica non esiste il concetto di cliente libero.
(3) Nel D.S. 018-2016-EM si stabilisce che:
- la potenza installata dei clienti che possono scegliere tra mercato regolato e mercato libero (sono quelli con una potenza tra 200 e 2.500 kW) si misura per ogni punto di fornitura;
- i clienti la cui potenza per ogni punto di fornitura è maggiore di 2.500 kW sono clienti liberi.



RELAZIONE SULLA GESTIONE

5.

Prospettive future

Enel è il più grande operatore privato nel settore delle energie rinnovabili al mondo

Investire in Enel significa investire in un modello di business che ambisce a essere a zero emissioni e che non lascia nessuno indietro.

Enel è la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale

Le reti di Enel, le più avanzate al mondo in termini di digitalizzazione, saranno la colonna portante della transizione energetica.

Enel gestisce la più estesa customer base tra le società private

L'elettrificazione dei consumi energetici consentirà a Enel di creare valore per sé e per i suoi clienti.

Una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante

Enel ha confermato una politica dei dividendi basata su un dividendo fisso lungo l'arco di Piano, con il DPS del 2024 e del 2025 da considerarsi come un minimo sostenibile.

Prevedibile evoluzione della gestione

A novembre 2022 il Gruppo ha presentato il nuovo Piano Strategico per il periodo 2023-2025, delineando una strategia di risposta alle nuove sfide globali, improntata alla semplificazione e alla focalizzazione in quelle aree geografiche che consentono di cogliere appieno le opportunità legate alla transizione energetica.
In particolare, il Piano Strategico mira a:

- focalizzarsi su una filiera industriale integrata verso un'elettrificazione sostenibile;
- conseguire un riposizionamento strategico dei business e delle aree geografiche;
- assicurare la crescita e la solidità finanziaria coniugando la crescita dell'utile netto ordinario con un rafforzamento delle metriche creditizie già a partire dal 2023.

Nel perseguire tali obiettivi, tra il 2023 e il 2025 il Gruppo prevede di investire complessivamente circa 37 miliardi di euro, di cui il 60% a sostegno della strategia commerciale integrata del Gruppo (generazione, clienti e servizi), e il 40% a favore delle reti, per sostenere il loro ruolo di abilitatori della transizione energetica.
Il Piano si focalizzerà su quattro azioni strategiche.

- **Bilanciamento della domanda dei clienti e dell'offerta per ottimizzare il profilo di rischio/rendimento.**
  Entro il 2025, nei sei Paesi "core" il Gruppo prevede di vendere circa l'80% dei volumi di elettricità con contratti a prezzo fisso. Il Gruppo prevede inoltre di soddisfare il 100% delle vendite a prezzo fisso con la propria produzione e con Power Purchase Agreement (PPA) di lungo periodo, prevedendo che il 90% circa sia coperto da fonti carbon-free, per assicurare ulteriormente l'evoluzione dei margini del Gruppo.
- **Decarbonizzazione per assicurare competitività, sostenibilità e sicurezza.**
  Entro il 2025, il Gruppo prevede di aggiungere circa 21 GW di capacità rinnovabile installata (di cui circa 19 GW nei Paesi "core"), ben posizionandosi verso il raggiungimento dei propri obiettivi di decarbonizzazione, in linea con l'Accordo di Parigi.
- **Rafforzamento, sviluppo e digitalizzazione delle reti per abilitare la transizione.**
  La strategia del Gruppo per le reti riguarda cinque dei sei Paesi "core", nello specifico Italia, Spagna, Brasile, Cile e Colombia.
- **Razionalizzazione del portafoglio di business e delle aree geografiche.**
  Il Gruppo prevede un'ulteriore razionalizzazione della propria struttura, uscendo da alcuni business e aree geografiche non più allineate alla propria strategia, al fine di ridefinire la struttura del Gruppo, massimizzando il valore per gli azionisti.

Come risultato delle azioni strategiche sopra descritte, si prevede che nel 2025 l'EBITDA ordinario di Gruppo raggiunga i 22,2-22,8 miliardi di euro, rispetto ai 19,7 miliardi di euro nel 2022.
L'utile netto ordinario di Gruppo è atteso in crescita a 7,0-7,2 miliardi di euro nel 2025, rispetto ai 5,4 miliardi di euro nel 2022.
La politica dei dividendi di Enel rimane semplice e prevedibile, con un DPS pari a 0,43 euro nel periodo 2023-2025, in aumento rispetto a 0,40 euro nel 2022. Inoltre, il DPS nel 2024 e nel 2025 è da considerarsi come un minimo sostenibile.

Nel 2023 sono previsti:

- il proseguimento della politica di investimenti nelle energie rinnovabili a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo;
- ulteriori investimenti nelle reti di distribuzione, specialmente in Italia, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- la prosecuzione della politica di investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento attraverso le piattaforme globali di business.

Sulla base di quanto sopra esposto, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano 2023-2025 del Gruppo.

Obiettivi finanziari				
	2022	**2023**	**2024**	**2025**
Crescita dell'utile				
EBITDA ordinario (€mld)	19,7	20,4-21,0	21,4-22,0	22,2-22,8
Utile netto ordinario (€mld)	5,4	6,1-6,3	6,7-6,9	7,0-7,2
Creazione di valore				
Dividendo per azione (€)	0,40	0,43	0,43(1)	0,43(1)

(1) DPS minimo.

Altre informazioni

Società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2022 – vale a dire al 16 marzo 2023 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (le "Società controllate estere extra UE") dettate dall'art. 15 del Regolamento Mercati approvato con delibera CONSOB n. 20249 del 28 dicembre 2017 (il "Regolamento Mercati").

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento richiamati nell'art. 15, comma 2, del Regolamento Mercati, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 52 Società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021;
- trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 2) Aurora Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 3) Azure Sky Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 4) Celg Distribuição SA - Celg-D (società brasiliana uscita dal perimetro del Gruppo Enel dal 29 dicembre 2022); 5) Cimarron Bend Wind Holdings I LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 6) Codensa SA ESP (società colombiana fusa per incorporazione in data 1° marzo 2022 in Emgesa SA ESP); 7) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 8) Dolores Wind SA de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 9) EGPNA Preferred Wind Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 10) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 11) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas SA, ridenominata Enel Colombia SA ESP in data 1° marzo 2022); 12) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 13) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 14) Enel Argentina SA (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 15) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 16) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 17) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 18) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 19) Enel Finance America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 20) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Américas SA); 21) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 22) Enel Generación Costanera SA (società argentina del perimetro Enel Américas SA); 23) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 24) Enel Green Power Cachoeira Dourada SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas SA); 25) Enel Green Power Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 26) Enel Green Power Colombia SAS ESP (società colombiana fusa per incorporazione in data 1° marzo 2022 in Emgesa SA ESP); 27) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 28) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 29) Enel Green Power North America Development LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 30) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 31) Enel Green Power Panamá Srl (società panamense del perimetro Enel Américas SA, ridenominata Enel Panamá CAM, Srl in data 16 agosto 2022); 32) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 33) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 34) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power SpA); 35) Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power SpA); 36) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 37) Enel North America Inc. (società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 38) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas SA); 39) Enel Rinnovabile SA de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power SpA); 40) Enel Russia PJSC (società russa uscita dal perimetro del Gruppo Enel in data 12 ottobre 2022); 41) Enel Trading North America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 42) Enel Transmisión Chile SA (società cilena uscita dal perimetro del Gruppo Enel dal 9 dicembre 2022); 43) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 44) Essa2 SpA (società cilena fusa per incorporazione in data 1° marzo 2022 in Emgesa SA ESP); 45) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile SA); 46) High Lonesome

Wind Power LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 47) Red Dirt Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 48) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 49) Rockhaven Ranchland Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 50) Thunder Ranch Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 51) Tradewind Energy Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.); 52) White Cloud Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America Inc.);

- lo Stato patrimoniale e il Conto economico di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2022, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2022 di Enel SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 2 *bis*, del Regolamento Emittenti approvato con delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999);
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati);
- è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:
  - forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali ed infrannuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. c)-i), del Regolamento Mercati);
  - dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 15, comma 1, lett. c)-ii), del Regolamento Mercati).

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: 48 "Strumenti finanziari per categoria", 49 "Risk management", 51 "Derivati ed hedge accounting" e 52"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 2022.
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 54 "Informativa sulle parti correlate" del Bilancio consolidato.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene all'informativa sulle parti correlate e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 54 "Informativa sulle parti correlate" del Bilancio consolidato.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
Valori civilistici di Enel SpA	**7.157**	**38.342**	**4.762**	**34.967**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	1.828	(104.604)	(8.947)	(104.958)
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	4.616	88.502	13.089	94.975
Riserva di traduzione	-	(5.912)	-	(8.125)
Avviamento	-	13.742	-	13.821
Dividendi infragruppo	(9.807)	-	(5.805)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(2.112)	(1.413)	90	(1.027)
TOTALE GRUPPO	**1.682**	**28.657**	**3.189**	**29.653**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.238**	**13.425**	**668**	**12.689**
BILANCIO CONSOLIDATO	**2.920**	**42.082**	**3.857**	**42.342**

BILANCIO CONSOLIDATO

6.

Bilancio consolidato

Dividendo in crescita

Dividendo complessivo proposto per l'esercizio 2022 pari a 0,40 euro per azione, superiore del 5,3% rispetto al dividendo distribuito per il 2021.

Processo di transizione energetica

Il Gruppo ha proseguito il processo di transizione energetica incrementando gli investimenti in nuova capacità rinnovabile e nella digitalizzazione.

Effetti del cambiamento climatico

Nei processi valutativi il Gruppo ha tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo.

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2022		2021[1]	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.a	135.653	*12.939*	81.900	*7.010*
Altri proventi	11.b	4.864	*389*	3.819	*6*
	[Subtotale]	**140.517**		**85.719**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile	12.a	96.896	*27.880*	47.702	*13.826*
Servizi e altri materiali	12.b	20.228	*3.800*	19.240	*3.152*
Costo del personale	12.c	4.570		5.140	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	12.d	1.278		1.175	
Ammortamenti e altri impairment	12.e	7.447		8.507	
Altri costi operativi	12.f	4.685	*581*	1.968	*218*
Costi per lavori interni capitalizzati	12.g	(3.415)		(3.041)	
	[Subtotale]	**131.689**		**80.691**	
Risultati netti da contratti su commodity	13	**2.365**	*50*	**2.523**	*24*
Risultato operativo		**11.193**		**7.551**	
Proventi finanziari da contratti derivati	14	3.118		2.717	
Altri proventi finanziari	15	3.430	*154*	1.862	*138*
Oneri finanziari da contratti derivati	14	3.414		1.256	
Altri oneri finanziari	15	5.880	*34*	6.087	*32*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	15	290		20	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	4		571	
Risultato prima delle imposte		**8.741**		**5.378**	
Imposte	17	3.523		1.620	
Risultato netto delle continuing operation		**5.218**		**3.758**	
Quota di interessenza del Gruppo		3.637		3.097	
Quota di interessenza di terzi		1.581		661	
Risultato netto delle discontinued operation	6	**(2.298)**		**99**	
Quota di interessenza del Gruppo		(1.955)		92	
Quota di interessenza di terzi		(343)		7	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**2.920**		**3.857**	
Quota di interessenza del Gruppo		1.682		3.189	
Quota di interessenza di terzi		1.238		668	
Risultato netto per azione	18				
Risultato netto base per azione	18				
Risultato netto base per azione		*0,15*		*0,31*	
Risultato netto base per azione delle continuing operation		*0,35*		*0,30*	
Risultato netto base per azione delle discontinued operation		*(0,20)*		*0,01*	
Risultato netto diluito per azione	18				
Risultato netto diluito per azione		*0,15*		*0,31*	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation		*0,35*		*0,30*	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation		*(0,20)*		*0,01*	

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2022	2021[1]
Risultato netto dell'esercizio		**2.920**	**3.857**
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		(1.677)	(735)
Variazione del fair value dei costi di hedging		(70)	194
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		233	(645)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(44)	11
Variazione della riserva di traduzione		944	(85)
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		(63)	6
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		303	29
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		13	-
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		21	1
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	37	**(340)**	**(1.224)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**2.580**	**2.633**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		1.658	2.562
- di terzi		922	71

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
ATTIVITÀ			*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	19	88.521		84.572	
Investimenti immobiliari	22	94		91	
Attività immateriali	23	17.520		18.070	
Avviamento	24	13.742		13.821	
Attività per imposte anticipate	25	10.925		11.034	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	26	1.281		704	
Derivati finanziari attivi non correnti	27	3.970	-	2.772	*14*
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	28	508		530	
Altre attività finanziarie non correnti	29	8.359	*1.885*	5.704	*1.120*
Altre attività non correnti	31	2.486	-	3.268	*119*
	[Totale]	**147.406**		**140.566**	
Attività correnti					
Rimanenze	33	4.853		3.109	
Crediti commerciali	34	16.605	*1.563*	16.076	*1.321*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	28	106		121	
Crediti per imposte sul reddito		561		530	
Derivati finanziari attivi correnti	27	14.830	*5*	22.791	*32*
Altre attività finanziarie correnti	30	13.753	*104*	8.645	*157*
Altre attività correnti	32	4.314	*153*	5.002	*123*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	35	11.041		8.858	
	[Totale]	**66.063**		**65.132**	
Attività classificate come possedute per la vendita	36	**6.149**		**1.242**	
TOTALE ATTIVITÀ		**219.618**		**206.940**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2022**		**al 31.12.2021**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(47)		(36)	
Altre riserve		2.740		1.721	
Utili e perdite accumulati		15.797		17.801	
	[Totale]	**28.657**		**29.653**	
Interessenze di terzi		**13.425**		**12.689**	
Totale patrimonio netto	37	**42.082**		**42.342**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	38	68.191	*774*	54.500	*880*
Benefíci ai dipendenti	39	2.202		2.724	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	40	6.055		7.197	
Passività per imposte differite	25	9.542		9.259	
Derivati finanziari passivi non correnti	27	5.895	*9*	3.339	*1*
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	28	5.747	*17*	6.214	*194*
Altre passività finanziarie non correnti	41	-		120	
Altre passività non correnti	42	4.246		4.525	
	[Totale]	**101.878**		**87.878**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	38	18.392	*14*	13.306	*6*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	2.835	*110*	4.031	*109*
Fondi rischi e oneri quota corrente	40	1.325		1.126	
Debiti commerciali	44	17.641	*2.810*	16.959	*4.082*
Debiti per imposte sul reddito		1.623		712	
Derivati finanziari passivi correnti	27	16.141		24.607	
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	28	1.775	*43*	1.433	*12*
Altre passività finanziarie correnti	45	853	*1*	625	*-*
Altre passività correnti	43	11.713	*47*	12.959	*80*
	[Totale]	**72.298**		**75.758**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	36	**3.360**		**962**	
Totale passività		**177.536**		**164.598**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**219.618**		**206.940**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 37)

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo							
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 31 dicembre 2020	**10.167**	**7.476**	**(3)**	**2.386**	**2.034**	**2.268**	**(7.046)**	**(1.917)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	20	(20)	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(13)	-	-	36	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	9	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	3.181	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	(10)
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(1.234)	18
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	155	(359)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	*155*	*(359)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2021	**10.167**	**7.496**	**(36)**	**5.567**	**2.034**	**2.313**	**(8.125)**	**(2.268)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(14)	-	-	14	-	-
Erogazioni azioni proprie	-	-	3	-	-	(3)	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	8	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	1.365	18
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(31)	(10)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	879	(1.293)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	*879*	*(1.293)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2022	**10.167**	**7.496**	**(47)**	**5.567**	**2.034**	**2.332**	**(5.912)**	**(3.553)**

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
(242)	**(1)**	**(128)**	**(1.196)**	**(2.381)**	**(1.292)**	**18.200**	**28.325**	**14.032**	**42.357**
–	–	–	–	–	–	(3.791)	**(3.791)**	**(1.266)**	**(5.057)**
–	–	–	–	–	–	(71)	**(71)**	**–**	**(71)**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(36)	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**9**	**–**	**9**
–	–	–	–	–	–	–	**3.181**	**–**	**3.181**
–	–	–	–	–	–	318	**318**	**225**	**543**
–	–	55	–	–	–	–	**45**	**31**	**76**
–	–	–	(140)	3	449	(8)	**(912)**	**(404)**	**(1.316)**
203	11	(648)	11	–	–	3.189	**2.562**	**71**	**2.633**
203	*11*	*(648)*	*11*	–	–	–	***(627)***	***(597)***	***(1.224)***
–	–	–	–	–	–	*3.189*	***3.189***	***668***	***3.857***
(39)	**10**	**(721)**	**(1.325)**	**(2.378)**	**(843)**	**17.801**	**29.653**	**12.689**	**42.342**
–	–	–	–	–	–	(3.963)	**(3.963)**	**(937)**	**(4.900)**
–	–	–	–	–	–	(123)	**(123)**	**–**	**(123)**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(14)	**(14)**	**–**	**(14)**
–	–	–	–	–	–	3	**3**	**–**	**3**
–	–	–	–	–	–	–	**8**	**–**	**8**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	(1)	–	–	–	–	411	**410**	**316**	**726**
5	–	21	14	4	(30)	–	**1.397**	**56**	**1.453**
5	–	–	(1)	(16)	(319)	–	**(372)**	**379**	**7**
(52)	(31)	224	249	–	–	1.682	**1.658**	**922**	**2.580**
(52)	*(31)*	*224*	*249*	–	–	–	***(24)***	***(316)***	***(340)***
–	–	–	–	–	–	*1.682*	***1.682***	***1.238***	***2.920***
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1.063)**	**(2.390)**	**(1.192)**	**15.797**	**28.657**	**13.425**	**42.082**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2022	di cui con parti correlate	2021	di cui con parti correlate
Risultato netto dell'esercizio		**2.920**		**3.857**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	12.d	1.288		1.196	
Ammortamenti e altri impairment	12.e	8.809		8.691	
(Proventi)/Oneri finanziari	14-15	2.499		2.751	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	(23)		(571)	
Imposte		3.470		1.643	
Variazioni del capitale circolante netto:		(3.961)		(1.097)	
- rimanenze	33	(2.166)		(649)	
- crediti commerciali	34	(2.783)	*(242)*	(4.951)	*(458)*
- debiti commerciali	44	1.333	*(1.272)*	4.357	*1.877*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	28	15		56	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	28	254	*31*	75	*(4)*
- altre attività e passività		(614)	*(783)*	15	*31*
Accantonamenti ai fondi		803		1.578	
Utilizzo fondi		(1.521)		(1.300)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati[1]	14-15	2.622	*154*	1.365	*138*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati[1]	14-15	(5.016)	*(34)*	(4.277)	*(32)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(927)		(304)	
Imposte pagate	17	(1.934)		(1.846)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(355)		(1.771)	
Cash flow da attività operativa (A)[1]		**8.674**		**9.915**	
di cui discontinued operation		*(391)*		*280*	
Investimenti in attività materiali non correnti	19-22	(11.281)		(10.545)	
Investimenti in attività immateriali	23	(1.961)		(1.656)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(1.261)		(907)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	8	(1.275)		(283)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	8	2.032		61	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		120		2.455	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(13.626)**		**(10.875)**	
di cui discontinued operation		*(351)*		*(453)*	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	48.3	22.399		15.895	
Rimborsi di debiti finanziari	48.3	(9.359)	*(97)*	(11.321)	*(118)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(620)		3.339	
Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti[1]		(25)		154	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		12		(1.295)	
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		-		2.213	
Acquisto azioni proprie		(14)		(13)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(4.901)		(4.970)	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(123)		(71)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)[1]		**7.369**		**3.931**	
di cui discontinued operation		*656*		*118*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**136**		**17**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**2.553**		**2.988**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[2]		8.990		6.002	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]		11.543		8.990	

(1) Per una migliore rappresentazione dei dati relativi al 2021, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (5.266 milioni di euro al 1° gennaio 2021), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (67 milioni di euro al 1° gennaio 2021), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (29 milioni di euro al 1° gennaio 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 543 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (640 milioni di euro al 1° gennaio 2021).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (8.315 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (88 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (44 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e delle attività "Discontinued operation" per 326 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (543 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

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 2022 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 della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 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 nell'area di 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 16 marzo 2023.
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 2022 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB), alle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".
Il presente Bilancio consolidato è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.
Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di Conto economico consolidato complessivo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.
Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto 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.
Si precisa, inoltre, che le voci riportate nel rendiconto finanziario includono anche gli eventuali impatti derivanti da società classificate come discontinued operation.
In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società collegate o da joint venture;
- le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni, nonché in attività derivanti da contratti con i clienti riferite ad accordi per servizi in concessione. Includono altresì gli effetti delle aggregazioni aziendali in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società e altri investimenti minori;
- nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing, i dividendi e gli acconti sui dividendi pagati agli azionisti della Capogruppo e ai terzi, nonché gli

effetti di operazioni su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;
- si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per maggiori dettagli sui flussi di cassa del Rendiconto finanziario, si rimanda alla nota 46 "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 significativi".
Il Bilancio consolidato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2. Princípi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. 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 2022 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 19 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 24 "Avviamento" e alla nota 40 "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 a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e gas immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.
Per ulteriori dettagli su tali ricavi, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante, 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 24 "Avviamento".

Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso. Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente Piano Industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

- delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili considerate nel calcolo dei flussi di cassa, nonché della vita media utile residua degli asset o della durata delle concessioni, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base su cui si basano tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

In linea con il suo modello di business e nel contesto dell'accelerazione della de-carbonizzazione del mix di generazione e di guida del processo di transizione energetica, il Gruppo ha anche attentamente valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari. A tal riguardo, ove necessario, il Gruppo ha tenuto conto anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo, in particolare considerando nella stima del valore terminale un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica risultante dai modelli energetici per Paese. Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli impatti relativi al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nella nota 24 "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 altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, le attività derivanti da contratti con i clienti e 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).

In particolare, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi. Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per tali crediti, 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 dei crediti commerciali e attività derivanti da contratti con i clienti 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.

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni.
Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default.

In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di caratteristiche di rischio, di tassi di default e aspettative di recupero, sono definiti specifici cluster.
Si presuppone che le attività derivanti da contratti con i clienti presentino sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva, nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri 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.

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 48 "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 dalla Società – 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 procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.
Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al

concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devoluzione, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita utile del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati, utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano l'utilizzo di input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.
Per ulteriori dettagli sugli strumenti finanziari misurati al fair value, si rimanda alla nota 52 "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 52 "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, soprattutto nel contesto attuale nel quale i mercati sono volatili e le prospettive economiche altamente incerte e soggette a rapidi cambiamenti.

Costi di sviluppo

Al fine di valutare la recuperabilità dei costi di sviluppo, il valore recuperabile è stimato in base ad assunzioni relative agli ulteriori esborsi finanziari che si ritiene dovranno essere sostenuti affinché il bene diventi pronto all'uso o alla vendita, ai tassi di sconto applicabili e al periodo di beneficio atteso.

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 39.

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 40 "Fondi rischi e oneri".
La nota 57 "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 la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della spesa.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento a interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento dell'impianto.
Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione

adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile al quale le stesse vengono assoggettate.
Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni. L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.
Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (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 40 "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 per il leasing. 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 48 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2022 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali o di crediti d'imposta utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui futuro recupero è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.
Significativi giudizi del management sono richiesti per valutare la probabilità della recuperabilità delle imposte anticipate, considerando tutte le evidenze possibili, sia negative sia positive, e per determinarne l'ammontare che può essere rilevato in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri, alle future strategie di pianificazione fiscale nonché alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo; le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono nuovamente valutate a ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 25 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Identificazione delle Cash Generating Units (CGU)
Ai fini della verifica per riduzione di valore, 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.), e all'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). Le attività incluse in ogni CGU sono individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del modello di business adottato. 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, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità da parte delle attività di generare flussi finanziari in entrata indipendenti.
In particolare, nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo subiscano sfavorevoli condizioni economiche oppure operative che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della CGU, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.
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 24 "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 es., tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli similari (per es., 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 19 "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, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della società partecipata. Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.
Come riportato nel Bilancio consolidato di Enel, il Gruppo Enel, al 31 dicembre 2022, detiene partecipazioni minori in Enel Green Power Rus LLC ed Enel X Rus LLC.
A seguito del conflitto ucraino sono state adottate o promosse alcune misure che hanno comportato la cessazione della direzione e coordinamento del Gruppo Enel con riferimento alle società russe in cui il Gruppo detiene partecipazioni, tra cui: (i) le dimissioni di tutti gli amministratori non indipendenti e di tutti i manager di nazionalità non russa; (ii) la cessazione dei contratti infragruppo; (iii) la modifica della struttura organizzativa del Gruppo Enel al fine di interrompere il riporto gerarchico delle funzioni di staff o di business verso Enel.

Al 31 dicembre 2022 il Gruppo Enel continua a mantenere il controllo da un punto di vista contabile sulle società, in conformità all'"IFRS 10 - Bilancio Consolidato".

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime delle parti che condividono il controllo.

Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

Al fine di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo a controllo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.

A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.

Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto.

A seguito del conflitto ucraino sono state adottate o promosse alcune misure che hanno comportato la cessazione della gestione del Gruppo Enel con riferimento a Rusenergosbyt LLC (partecipata dal Gruppo), tra cui le dimissioni di tutti gli amministratori non indipendenti e di tutti i manager di nazionalità non russa e l'interruzione dei flussi informativi delle funzioni di staff o di business verso Enel.

Al 31 dicembre 2022 il Gruppo Enel continua a mantenere il controllo congiunto da un punto di vista contabile sulla società, in conformità all'"IFRS 11 - Accordi a controllo congiunto".

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in joint venture, si rinvia alla nota 26 "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 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Applicazione dell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", i quali possono essere definiti come contratti che obbligano un concessionario a fornire servizi pubblici, ossia a dare accesso ai principali servizi economici e sociali, per un determinato periodo di tempo per conto dell'Autorità pubblica (ossia, il concedente). In questi contratti, il concedente trasferisce al concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire tali servizi pubblici. In particolare, l'IFRIC 12 fornisce linee guida per la rilevazione contabile, da parte del concessionario, degli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" se:

- il concedente controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a beneficio o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo in qualità di concessionario, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, l'IFRIC 12 è risultato applicabile ad alcune infrastrutture utilizzate in accordi per servizi in concessione da parte di talune società operanti principalmente in Brasile.

Per ulteriori dettagli sulle infrastrutture utilizzate negli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 20 "Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione'".

Ricavi provenienti da contratti con clienti

L'applicazione dell'IFRS 15 ha richiesto al Gruppo i seguenti giudizi professionali (per ulteriori dettagli riguardo agli effetti più significativi sui ricavi del Gruppo, si rimanda alla nota 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni").

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, sia la natura della promessa nel contesto contrattuale, anche tenuto conto di tutti i fatti e le circostanze relative al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolamentare.

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;
- se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni, il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti.

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 es., 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 es., programmi di fidelizzazione della clientela od opzioni di rinnovo) che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.
Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.
Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefici derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza pregressa (per es., 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 51 "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 48 "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.

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 degli Amministratori, 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 51.1 "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, anche in considerazione delle recenti interpretazioni dell'IFRS Interpretation Committee;
- 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 21 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare la conclusione sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla nota 17 "Imposte".

2.2 Princípi contabili significativi

Parti correlate

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

Le società controllate sono le società su cui il Gruppo detiene il controllo. Il Gruppo controlla una società, indipendentemente dalla natura della loro relazione formale, quando è esposto a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal proprio rapporto con la stessa e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, esercitando il proprio potere su tale società.
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.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società controllate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 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.
Le attività, le passività, i proventi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal Bilancio consolidato, rispettivamente, dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo della società controllata.
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

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.
Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto (equity method).
Con l'applicazione del metodo del patrimonio netto, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività identificabili della società partecipata alla data di acquisizione.
Successivamente alla data di acquisizione, il valore contabile della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) della società collegata o joint venture con effetto sul Conto economico del Gruppo. Rettifiche del valore contabile possono essere necessarie anche a seguito di variazioni della quota di pertinenza del Gruppo nella società collegata o joint venture, derivanti da variazioni nelle voci del prospetto delle altre

componenti di Conto economico complessivo della partecipata. La quota di pertinenza del Gruppo di tali variazioni è rilevata tra le altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.
I dividendi ricevuti da partecipazioni in società collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.
Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.
I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono preparati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di 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 verifica per riduzione di valore 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.
Quando una quota di una partecipazione in società collegate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione 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.
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 attività aziendale:

- 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. Di conseguenza, il Gruppo applica i requisiti previsti per un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi, incluso il ricalcolo dell'interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al fair value alla 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 26 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

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 di chiusura (ossia, 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 iniziale rilevazione dell'operazione. 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.
Qualora vi siano più anticipi versati o ricevuti, il Gruppo determina la data dell'operazione per ciascun anticipo versato o ricevuto.

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 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 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 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.

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
Dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), 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 o, se negativa, rilevata a Conto economico. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. 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.
Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised.
In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (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.
I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.
Il corrispettivo trasferito è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili della società acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. 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, è rilevata come avviamento. In caso la differenza sia negativa, il Gruppo verifica di aver correttamente identificato tutte le attività acquisite e le passività assunte e rivede le procedure utilizzate per determinare gli importi da rilevare alla data di acquisizione. Se al termine di tale verifica si conferma una eccedenza del fair value delle attività nette acquisite rispetto al corrispettivo totale trasferito, tale eccedenza rappresenta l'utile derivante da un acquisto a condizioni favorevoli e viene rilevata a Conto economico.
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.
Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le quote partecipative detenute precedentemente nella società acquisita, sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.
L'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come un'attività o una passività, ossia come uno strumento finanziario ai sensi dell'IFRS 9, sono rilevate a Conto economico. Il corrispettivo potenziale che non rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 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 prov-

visoriamente, 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.

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 suppone 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 suppone 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 motivati, 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;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del fair value su base netta.

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

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. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nella nota 40 "Fondi rischi e oneri".
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-EU 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.
Sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile i costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso; 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 ammorta-

mento 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".
L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.
La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

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	20-30 anni
- turbine e generatori	20-30 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 anni
- contatori elettronici	15 anni
Colonnine di ricarica	7-15 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefíci derivanti dalla miglioria stessa.
I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) oppure quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili
Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica.
Nel contesto regolatorio italiano vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile del bene. A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita utile (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2078.
Talune società operanti nella generazione in America Latina sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende in Argentina fino al 2087, in Brasile fino al 2047, in Costa Rica fino al 2031, in Panamá fino al 2060 e in Guatemala fino al 2062.

Infrastrutture asservite a una concessione che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"

Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il Gruppo è concessionario in Italia di tale servizio. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi.

Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Il Gruppo opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in altri Paesi (tra cui Spagna e Romania). Tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"

In un accordo per servizi in concessione "public-to-private" rientrante nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione", il concessionario ("operator") presta un servizio, in accordo con i termini contrattuali, realizzando o migliorando l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o gestendo e mantenendo l'infrastruttura per il periodo della concessione.

Il Gruppo, in qualità di concessionario, non contabilizza le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; il Gruppo 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. In questo caso il concedente è impegnato contrattualmente a pagare al concessionario importi specificati o determinabili, oppure la differenza tra gli importi ricevuti dagli utenti del servizio pubblico e gli importi specificati o determinabili (stabiliti dall'accordo) e tali pagamenti sono indipendenti dall'utilizzo dell'infrastruttura; e/o
- attività immateriali, se il Gruppo ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. In questo caso, il concessionario 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 (il diritto a far pagare gli utenti del servizio pubblico), gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nella nota 19 "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 11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Leasing

Il Gruppo detiene immobili, impianti e macchinari utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Alla data di inizio del leasing il Gruppo determina se il contratto è, o contiene, un leasing.

Il Gruppo applica la definizione di leasing prevista dall'IFRS 16 ai contratti stipulati o modificati il 1° gennaio 2019 o in data successiva; tale definizione è 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.

Di converso, in caso di contratti stipulati prima del 1° gennaio 2019, il Gruppo ha determinato se l'accordo fosse o contenesse un leasing conformemente all'IFRIC 4.

Gruppo in qualità di locatario

Alla data di decorrenza o alla modifica di un contratto che contiene una componente leasing e una o più ulteriori componenti leasing o non leasing, il Gruppo assegna il corrispettivo del contratto a ciascuna componente leasing in base al relativo prezzo a sé stante.

Il Gruppo 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 rappresenta il diritto del locatario a utilizzare l'attività sottostante per la durata del leasing; la sua valutazione iniziale è al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti per il leasing corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi di leasing 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, come segue:

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	6
Diritti di superficie relativi a impianti da fonti rinnovabili	31
Veicoli e altri mezzi di trasporto	5

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.
Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a verifica per riduzione di valore e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.
La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere lungo la durata del leasing. Nel calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile.
I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.
Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.
Il Gruppo applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.
Il Gruppo espone le attività consistenti nel diritto di utilizzo che non soddisfano la definizione di investimento immobiliare nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e le passività del leasing nei "Finanziamenti".
Conformemente con le disposizioni del principio, il Gruppo espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del leasing nella voce "Altri oneri finanziari" e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

Gruppo in qualità di locatore
Quando agisce in qualità di locatore, il Gruppo determina alla data di inizio di ciascun leasing se è un leasing finanziario oppure operativo.
I leasing in cui il Gruppo trasferisce sostanzialmente tutti i rischi e i benefici connessi alla proprietà dell'attività sottostante sono classificati come leasing finanziari; in caso contrario, sono classificati come leasing operativi. Per effettuare tale valutazione, il Gruppo considera gli indicatori forniti dall'IFRS 16.Se il contratto contiene componenti leasing e non leasing, il Gruppo ripartisce il corrispettivo del contratto applicando l'IFRS 15.
Il Gruppo contabilizza i ricavi da locazione derivanti da leasing operativi in modo sistematico lungo la durata del contratto e li rileva come "Altri ricavi".

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'impiego nel ciclo produttivo o nella fornitura di beni/servizi.
Sono rilevati al costo, al netto del fondo di ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata.
Gli investimenti immobiliari, a eccezione dei terreni, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.
Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.
L'analisi dettagliata del fair value degli investimenti immobiliari è illustrata nella nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".
Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente quando sono stati dismessi (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando sono definitivamente ritirati dall'uso e nessun beneficio economico futuro è atteso dalla loro dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.
Le riclassifiche alla (o dalla) voce "Investimenti immobiliari" sono ammesse solo in caso di un cambio d'uso supportato da evidenze.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dal Gruppo e in grado di produrre benefici economici futuri. Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.
I costi di sviluppo sono rilevati come attività immateriale solo quando il Gruppo può dimostrare la fattibilità tecnica di completamento dell'attività stessa, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività per utilizzarla o venderla.
I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.
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".
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 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 verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test). 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.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte fra generate internamente e acquistate, è di seguito dettagliata:

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	3-10 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	10-18 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	3-15 anni

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.
Il Gruppo capitalizza tali costi 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.

Avviamento

L'avviamento rappresenta i futuri benefici economici risultanti da altre attività acquisite in una aggregazione aziendale non individuate singolarmente e rilevate separatamente. Per ulteriori dettagli, si rinvia al paragrafo dei princípi contabili "Aggregazioni aziendali".
L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate è rilevato separatamente e, dopo l'iniziale iscrizione, non è assoggettato ad ammortamento ma verificato, almeno annualmente, per impairment, come parte della verifica di una CGU cui appartiene.
Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna CGU che si prevede beneficerà delle sinergie dell'aggregazione.
L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e in joint venture è incluso nel valore contabile di tali attività.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, gli investimenti immobiliari, le attività immateriali, le attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante, l'avviamento e le partecipazioni in società collegate/joint venture sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori 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 verifica per riduzione di valore annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore.
Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente Piano Industriale del Gruppo. Per la stima del valore recuperabile si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla CGU alla quale l'attività appartiene.
Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa CGU alla quale essa appartiene, sia superiore al suo valore recuperabile, una perdita di valore è rilevata a Conto economico e presentata nella voce "Ammortamenti e altri impairment".
Le perdite di valore di una CGU sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla stessa, e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, in proporzione al loro valore contabile.
Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e altri impairment", nei limiti del valore contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto, al netto dell'ammortamento, se non fosse stata effettuata la svalutazione. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.
Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano impattate da sfavorevoli condizioni economiche oppure operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della CGU, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

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 es., certificati verdi, certificati di efficienza energetica, quote di emissioni di CO_2 europee e garanzie di origine) eccedenti la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO_2, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti.
Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.
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

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e l'IFRS 9.
Un'attività o una passività finanziaria è rilevata nel Bilancio consolidato quando, e solo quando, il Gruppo diviene par-

te 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 sia del modello di business adottato dal Gruppo sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.
A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (ossia, SPPI) è definita "SPPI test" e viene eseguita a livello di singolo strumento.
Il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. 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.
Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- attività finanziarie al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulati (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale); e
- attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.
Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.
Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a impairment.
Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per impairment sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di debito

In tale categoria, sono principalmente classificati:

- i titoli di debito quotati detenuti dalla società di riassicurazione del Gruppo e non classificati come posseduti per la negoziazione; e
- i crediti d'imposta derivanti dal decreto legge n. 34/2020 (c.d. "Decreto Rilancio").

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 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 a Conto economico complessivo così come le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.
Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (per es., 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 società 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 titoli, partecipazioni in altre società, investimenti finanziari in fondi detenuti per la negoziazione e attività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico all'atto della rilevazione iniziale.

Le attività finanziarie classificate al fair value rilevato a Conto economico sono:

- 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;
- strumenti di debito designati all'atto della rilevazione iniziale, in base all'opzione prevista dall'IFRS 9 (fair value option) se tale scelta elimina, o riduce in misura significativa, un accounting mismatch;
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura.

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 quotate che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente come al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su tali partecipazioni sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando viene definito il diritto al pagamento.
Le attività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono ugualmente valutate al fair value rilevato a Conto economico.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI), le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.
In base all'IFRS 9, dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica un modello di impairment basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking. In sostanza, il modello prevede:

- l'applicazione di un unico framework di riferimento a tutte le attività finanziarie;
- la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;
- la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi.
Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione di un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale. Secondo tale approccio, il fondo perdite attese su attività finanziarie è rilevato per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita del credito, se il rischio di credito su tali attività finanziarie è aumentato significativamente, rispetto al momento della rilevazione iniziale, considerando tutte le informazioni ragionevolmente dimostrabili, ivi inclusi i dati prospettici.
Se, alla data di riferimento del bilancio, il rischio di credito sulle attività finanziarie non è aumentato in modo significativo rispetto alla rilevazione iniziale, il Gruppo misura il fondo per perdite attese per un importo pari alle perdite attese a 12 mesi.
Per le attività finanziarie per cui, alla data di riferimento del precedente esercizio, il Gruppo aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento, il Gruppo rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.
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 ai sensi dell'IFRS 9.
Il Gruppo applica l'esenzione del low credit risk, evitando la rilevazione di un fondo perdite attese per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (ossia, titoli "investment grade").
Per maggiori dettagli circa l'"impairment delle attività finanziarie", si rimanda alla nota 48 "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, passività del leasing 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 le passività finanziarie detenute per la negoziazione e le passività finanziarie designate al momento della rilevazione iniziale al fair value rilevato a Conto economico.

Le passività finanziarie sono classificate come "detenute per la negoziazione" quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine. In questa categoria sono compresi anche gli strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9. I derivati impliciti scorporati dal contratto ospite sono anch'essi classificati come al fair value rilevato a Conto economico a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come efficace strumento di copertura.

Gli utili o le perdite delle passività al fair value rilevato a Conto economico sono rilevati a Conto economico.

Le passività finanziarie che all'atto della iscrizione iniziale sono designate come al fair value rilevato a Conto economico sono designate come tali alla data di prima rilevazione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono rispettati.

In tal caso, la parte della variazione di fair value attribuibile al proprio rischio di credito è rilevata nell'ambito del Conto economico complessivo.

Il Gruppo non ha designato alcuna passività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.

Le passività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono anche esse valutate al fair value rilevato a Conto economico.

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.

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

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "sottostante", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
- che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
- che è regolato a una data futura.

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 di "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 51 "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 principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.
Un derivato implicito in un contratto ibrido contenente un'attività finanziaria ospite non viene rilevato separatamente in quanto l'attività finanziaria ospite con derivato implicito deve essere classificata nella sua interezza come un'attività finanziaria al fair value rilevato a Conto economico.
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 derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
- i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

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 es., 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

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.
A partire dal 2018, tale principio trova concreta applicazione con riferimento alle operazioni del Gruppo in Argentina, la cui economia è stata dichiarata iperinflazionata a partire dal 1° luglio 2018.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operation

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.

Quando il Gruppo è coinvolto in un piano 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 se il Gruppo manterrà, 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.

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 i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non classifica più le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In questo caso tali attività sono valutate al minore tra:

- il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita; e
- il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operation.

Una discontinued operation è una componente del Gruppo che è stata dismessa, o 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.

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

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi, alle garanzie di origine, ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"Emission Trading System" istituito a livello europeo.

I certificati verdi e le garanzie di origine, maturati in relazione alla produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli

altri proventi operativi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.
Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.
I ricavi per la vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei ricavi, con conseguente decremento delle relative rimanenze.
Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".
Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali eventualmente ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) gli eventuali certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito").
In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.
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, 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) sono rilevati 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.
In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente 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 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

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. L'evento che dà origine a tale obbligazione è la cessazione del rapporto di lavoro piuttosto che l'esistenza di tale rapporto. I benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro 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.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui tali benefici sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla chiusura dell'esercizio in cui sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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. La componente monetaria è classificata 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 53 "Pagamenti basati su azioni".

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. Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni, tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali le azioni sono state assegnate (a eccezione delle condizioni di maturazione escluse dalla misurazione del fair value).

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 saranno soddisfatte, cosicché l'importo rilevato al termine del periodo di maturazione si basa sul numero effettivo di strumenti rappresentativi di capitale che soddisfanno tali condizioni alla data di maturazione.

Non è rilevato alcun costo per i premi che alla fine non maturano perché non sono state soddisfatte le condizioni di conseguimento di determinati risultati diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di permanenza in servizio. Di contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte o meno le condizioni di mercato o di non maturazione, purché siano soddisfatte tutte le altre condizioni di maturazione.

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. Se il diritto a ricevere l'incentivo monetario non matura perché una o più condizioni non sono soddisfatte, la relativa passività sarà stornata.

Fondi rischi e oneri

I 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 è significativo, 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, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai relativi costi operativi.

Una passività per ristrutturazione si riferisce a un programma pianificato e controllato dalla direzione aziendale che modifica in maniera significativa l'ambito di un business intrapreso dal Gruppo oppure il modo in cui il business è gestito. Tale passività è rilevata quando sorge un'obbligazione implicita, ossia quando il Gruppo ha approvato un dettagliato programma formale per la ristrutturazione e ne ha iniziato la realizzazione oppure ne ha già comunicato gli aspetti principali ai terzi interessati.

I fondi non comprendono le passività relative a trattamenti incerti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevate come passività fiscali.

Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o

conformemente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.

A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.

In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo, lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.

Infine, qualora la garanzia includa sia un elemento di assicurazione sia uno di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto ("contratti onerosi"), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra l'eccedenza del costo necessario all'adempimento (ossia, costi che si riferiscono direttamente al contratto, sia incrementali sia derivanti da una ripartizione di altri costi) rispetto ai benefici economici che si suppone deriveranno dal contratto e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto stesso.

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".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo rileva i ricavi derivanti da contratti con i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo al quale il Gruppo si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a cinque step previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente (step 1) a partire da quando il contratto stesso risulta legalmente efficace. In mancanza dei criteri dello step 1, ogni eventuale corrispettivo ricevuto dai clienti viene rilevato come anticipo;
- individuazione delle obbligazioni di fare (step 2), ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi, che sono contabilizzate distintamente se effettivamente distinguibili per natura e nell'ambito del contratto, oppure, in via eccezionale, come unica obbligazione di fare, in caso si tratti 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.
  Per ciascun bene o servizio distinto, il Gruppo determina se agisce in qualità di "principal" o "agent". In tale ultimo caso, i ricavi (ovvero onorari o commissioni) sono rilevati su base netta;
- determinazione del prezzo dell'operazione, all'inizio del contratto (step 3), come:
  - corrispettivo al quale si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (per es., alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto);
  - corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare a esso, componenti di finanziamento significative. Il prezzo dell'operazione viene rettificato in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze;
- ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4), all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare, incluse eventuali opzioni per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresentano un diritto significativo (differendo i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o alla scadenza dell'opzione), generalmente sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso;
- rilevazione dei ricavi (step 5), 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 11.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.
I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.
Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e il corrispettivo ricevuto. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.
I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.
Quando 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.
I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per es., 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 elementi 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 accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al fair value rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.
Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.
Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Dividendi

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

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 dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o 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. Il Gruppo decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, il Gruppo ipotizza che l'Autorità Fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. Il Gruppo riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

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 2022.

- "*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*", emesso a maggio 2020. Le modifiche intendono sostituire un riferimento alle definizioni di attività e passività fornite dal Revised Conceptual Framework for Financial Reporting emesso a marzo 2018 (Conceptual Framework) senza modificare in modo significativo le sue disposizioni.
  Le modifiche hanno anche aggiunto all'IFRS 3 una disposizione in base alla quale, relativamente alle operazioni e altri eventi che rientrano nell'ambito di applicazione dello "IAS 37 - Accantonamenti, passività e attività potenziali" o "IFRIC 21 - Tributi", un acquirente applica i suddetti princípi, invece del Conceptual Framework, per identificare le passività che ha assunto in un'aggregazione aziendale.
  Infine, le modifiche chiariscono le linee guida esistenti nell'IFRS 3 per le attività potenziali acquisite in un'aggregazione aziendale, specificando che, se non è sicuro che un'attività esista alla data di acquisizione, la possibile attività non si qualifica per la rilevazione contabile.
- "*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*", emesso a maggio 2020. Le modifiche vietano alle società di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari qualsiasi

provento derivante dalla vendita degli elementi prodotti mentre si porta tale bene nel luogo e nelle condizioni necessarie al funzionamento nel modo inteso dalla direzione aziendale. Al contrario, una società deve rilevare i proventi derivanti dalla vendita di tali elementi e i costi relativi alla loro produzione a Conto economico.

- "*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*", emesso a maggio 2020. Le modifiche specificano quali costi una società include nella determinazione del costo necessario all'adempimento di un contratto al fine di valutare se il contratto è oneroso. A tal fine, il "costo necessario all'adempimento" di un contratto comprende i costi che si riferiscono direttamente al contratto; questi ultimi possono essere o costi incrementali necessari per l'adempimento di tale contratto oppure una ripartizione di altri costi direttamente correlati all'adempimento del contratto.
- "*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*", emesso a maggio 2020. Il documento apporta principalmente modifiche ai seguenti princípi:
  - "*IFRS 1 - Prima Adozione degli International Financial Reporting Standards*"; la modifica semplifica l'applicazione dell'IFRS 1 per una società partecipata (controllata, collegata e joint venture) che diventa neo-utilizzatrice degli IFRS dopo la sua controllante/partecipante. In particolare, se la società partecipata adotta gli IFRS dopo la sua controllante/partecipante e applica l'IFRS 1.D16 (a), allora tale società partecipata può scegliere di misurare le differenze cumulative di conversione per tutte le gestioni estere agli importi inclusi nel bilancio consolidato della controllante/partecipante, basato sulla data di transizione di quest'ultima agli IFRS;
  - "*IFRS 9 - Strumenti Finanziari*"; con riferimento alle commissioni incluse nel test del "10 per cento" per la derecognition delle passività finanziarie, la modifica chiarisce quali sono le commissioni da includere nel valutare se i termini di una passività finanziaria (nuova o modificata) siano sostanzialmente diversi dai termini della passività finanziaria originaria. Nel determinare tali commissioni pagate al netto delle commissioni ricevute, il debitore include soltanto le commissioni pagate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese le commissioni pagate o ricevute dal debitore o dal creditore per conto dell'altra parte;
  - "*IFRS 16 - Leasing*"; l'International Accounting Standards Board ha modificato l'*Esempio illustrativo 13* che accompagna l'"IFRS 16 - Leasing". In particolare, la modifica elimina la probabile confusione nell'applicazione dell'IFRS 16 rispetto a quanto rappresentato nell'*Esempio illustrativo 13* in merito ai requisiti per gli incentivi al leasing. In effetti, l'esempio includeva un rimborso per migliorie su beni di terzi senza fornire una spiegazione sul fatto che il rimborso soddisfacesse la definizione di incentivo al leasing. La modifica rimuove dall'esempio l'illustrazione del rimborso relativa a migliorie su beni di terzi;
  - "*IAS 41 - Agricoltura*"; la modifica rimuove la disposizione di escludere i flussi di cassa dalla tassazione quando si valuta il fair value. Pertanto, la società deve utilizzare flussi finanziari al netto delle imposte e un'aliquota al netto delle imposte per attualizzare tali flussi finanziari.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato.

4. 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 2022 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 2022 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 2022:

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%

Nel 2022 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 290 milioni di euro.
Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2022, 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 31.12.2021	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2022
Totale attività	1.366	1.183	(560)	1.989
Totale passività	346	359	(150)	555
Patrimonio netto	1.020	824[1]	(410)	1.434

(1) Il dato include il risultato netto positivo dell'esercizio pari a 98 milioni di euro.

Milioni di euro

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto al 31.12.2022
Ricavi	254	(356)	(102)
Costi	280[1]	(449)[2]	(169)
Risultato operativo	**(26)**	**93**	**67**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(46)	(1)	(47)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	290	-	290
Risultato prima delle imposte	**218**	**92**	**310**
Imposte	120	(3)	117
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**98**	**95**	**193**
Quota di interessenza del Gruppo	73	51	124
Quota di interessenza di terzi	25	44	69

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 42 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (169) milioni di euro.

5. Informativa relativa al cambiamento climatico

Il cammino verso Net-Zero è in corso a livello mondiale e i processi di decarbonizzazione e di elettrificazione dell'economia globale sono cruciali per evitare le gravi conseguenze di un aumento delle temperature superiore a 1,5 °C.
In tale prospettiva il Gruppo ha fissato come segue le proprie linee guida strategiche:

- allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata;
- abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti;
- fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain;
- anticipare gli obiettivi di Net-Zero sostenibile al 2040.

Considerati i rischi relativi al cambiamento climatico e quanto stabilito dagli accordi di Parigi, il Gruppo ha deciso di raggiungere in anticipo gli obiettivi di carbon neutrality e rifletterne gli effetti nelle attività, passività e Conto economico evidenziando gli impatti significativi e prevedibili come richiesto dal framework dei princípi contabili internazionali.
A tal proposito, in accordo, con quanto previsto dal documento pubblicato dall'IFRS Foundation il 20 novembre 2020, il Gruppo fornisce informazioni esplicite nelle Note di commento al presente Bilancio consolidato con riguardo a come il cambiamento climatico viene riflesso nei nostri conti.
Per una comunicazione più efficace e organica in relazione all'informativa sul cambiamento climatico predisposta nell'ambito delle Note di commento al presente Bilancio consolidato, si espone di seguito una mappatura di tale informativa con il rimando ai diversi paragrafi dove si affrontano tematiche relative al cambiamento climatico.

Argomento	Nota	Contenuto
Stime e giudizi relative 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 relative 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 19 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 23 "Attività immateriali"	• Focus sulle attività relative alla generazione rinnovabile, alle infrastrutture connesse allo sviluppo delle reti e agli investimenti per lo sviluppo di e-Mobility, e-City, e-Industries, e del business e-Home. • Focus sullo sviluppo di proprietà intellettuali funzionali al raggiungimento di obiettivi strategici quali la decarbonizzazione, l'elettrificazione e lo sviluppo di modelli di piattaforma.
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 12.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 19 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 24 "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 40 "Fondi rischi e oneri"	• Focus sui fondi rischi e oneri per gli impatti del cambiamento climatico, in particolare per gli impianti di generazione, incluso lo smantellamento e il ripristino dei siti, e gli eventuali accantonamenti a piani di ristrutturazione legati alla transizione energetica (che includono la decarbonizzazione e la digitalizzazione).
Finanza sostenibile	Nota 48.3 "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 53 "Pagamenti basati su azioni"	• Descrizione dei Piani di incentivazione di lungo termine (LTI) ancorati al raggiungimento di specifici obiettivi relativi al clima.
Compliance ambientale	Nota 12.f "Altri costi operativi"	• Descrizione dei costi relativi alla compliance ambientale previsti dalle normative nazionali e internazionali (in particolare per le quote di emissione di gas serra, i certificati verdi e i titoli di efficienza energetica).
	Nota 40 "Fondi rischi e oneri"	• Descrizione degli oneri legati al deficit di certificati ambientali rispetto a quanto previsto dalla normativa per la compliance ambientale.
	Nota 2.2 "Princípi contabili significativi"	• Descrizione del trattamento contabile applicato ai certificati ambientali (paragrafi "Certificati ambientali" e "Rimanenze").

6. Discontinued operation

Nell'ambito dell'area geografica europea il Gruppo Enel ha deciso di dismettere importanti rami autonomi di attività, in particolare in Russia, Romania e Grecia; ciò ha comportato la classificazione delle loro attività tra le discontinued operation ai fini dell'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate".

In particolare, nel prospetto di Conto economico consolidato il risultato netto derivante da tali attività cessate è stato riportato in una linea separata del Conto economico denominata "Risultato netto delle discontinued operation". 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 gli esercizi 2022 e 2021 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.

Si precisa che i dati del 2021, ai soli fini comparativi secondo quanto previsto dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", sono stati oggetto di rideterminazione per renderli omogenei e confrontabili con quelli del 2022.

Milioni di euro			
	2022	2021	2022-2021
Ricavi	3.562	2.288	1.274
Costi	4.858	2.166	2.692
Risultato prima delle imposte delle discontinued operation	(1.296)	122	(1.418)
Imposte	(52)	23	(75)
Plusvalenze/(Minisvalenze) da alienazione attività operative cessate	(1.054)	-	(1.054)
Risultato netto delle discontinued operation	(2.298)	99	(2.397)

In accordo con le disposizioni dell'IFRS 5 si riporta di seguito la descrizione dei fatti e delle circostanze che hanno determinato la riclassifica.

Russia
In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato due distinti accordi, rispettivamente con PJSC Lukoil e con il Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima.

Facendo seguito agli accordi del 16 giugno 2022, Enel SpA ha perfezionato in data 12 ottobre 2022 la cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. L'operazione si è perfezionata in seguito all'avveramento di tutte le condizioni sospensive previste dai due distinti accordi sottoscritti con le citate controparti, inclusa l'approvazione dell'operazione da parte del Presidente della Federazione russa ai sensi del paragrafo 5 del Decreto n. 520 del 5 agosto 2022.
Con il completamento dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.

Dalla cessione è emerso un impatto negativo complessivo a Conto economico di circa 1.551 milioni di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi per circa 1.054 milioni di euro e all'adeguamento di valore per circa 497 milioni di euro.

Per approfondimenti si rimanda al commento riportato nel paragrafo "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Romania
In data 14 dicembre 2022 Enel SpA ha stipulato un accordo di esclusiva con la società greca Public Power Corporation SA (PPC) in relazione alla potenziale cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania. A tale proposito, il valore delle attività nette riferite a Enel Romania è stato allineato al previsto prezzo di cessione con la rilevazione di un adeguamento di valore pari a 696 milioni di euro.
In data 4 febbraio 2023 Enel SpA, facendo seguito a quanto annunciato in data 14 dicembre 2022, ha informato che è stato esteso il periodo di esclusiva per le trattative con PPC in relazione alla potenziale cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania.

Grecia
Enel Green Power ha avviato un processo finalizzato alla ricerca di un potenziale investitore interessato a una partnership per la gestione e lo sviluppo di Enel Green Power Hellas nell'ambito del modello di business di Stewardship.
Le negoziazioni in corso fanno ritenere la vendita altamente probabile e pertanto, sono stati soddisfatti i requisiti previsti dall'"IFRS - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la classificazione delle attività riferite alla Grecia come discontinued operation.

Per i dettagli relativi ai dati patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica, riferiti al perimetro delle discontinued operation, si rimanda al paragrafo "Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)".

Di seguito si fornisce il dettaglio dei flussi di cassa afferenti alle discontinued operation, come già separatamente evidenziati nello schema di rendiconto finanziario.

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021
Cash flow da attività operativa riferite alle "discontinued operation"	(391)	280	(671)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento riferite alle "discontinued operation"	(351)	(453)	102
Cash flow da attività di finanziamento riferite alle "discontinued operation"	656	118	538
Cash flow netto riferito alle "discontinued operation"	**(86)**	**(55)**	**(31)**

7. Rideterminazione dei dati comparativi

Discontinued operation

Il Conto economico consolidato e il Conto economico consolidato complessivo relativi al Bilancio del 2021 sono stati rideterminati per tener conto della presentazione delle attività operative cessate previsto dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate".

Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo relativo alle "Discontinued operation".

Impatti sul Conto economico consolidato

Milioni di euro

	2021	IFRS 5	2021 restated
Ricavi	**88.006**	**(2.287)**	**85.719**
Costi	**82.848**	**(2.157)**	**80.691**
Risultati netti da contratti su commodity	**2.522**	**1**	**2.523**
Risultato operativo	**7.680**	**(129)**	**7.551**
Proventi finanziari da contratti derivati	2.718	(1)	2.717
Altri proventi finanziari	1.882	(20)	1.862
Oneri finanziari da contratti derivati	1.257	(1)	1.256
Altri oneri finanziari	6.114	(27)	6.087
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	20	-	20
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	571	-	571
Risultato prima delle imposte	**5.500**	**(122)**	**5.378**
Imposte	1.643	(23)	1.620
Risultato netto delle continuing operation	**3.857**	**(99)**	**3.758**
Quota di interessenza del Gruppo	3.857	(760)	3.097
Quota di interessenza di terzi	-	661	661
Risultato netto delle discontinued operation	**-**	**99**	**99**
Quota di interessenza del Gruppo	-	92	92
Quota di interessenza di terzi	-	7	7
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**3.857**	**-**	**3.857**

Impatti sul Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro

	2021	IFRS 5	2021 restated
Risultato netto dell'esercizio	**3.857**		**3.857**
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	(725)	(10)	(735)
Variazione del fair value dei costi di hedging	195	(1)	194
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(645)	-	(645)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	11	-	11
Variazione della riserva di traduzione	(90)	5	(85)
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		6	6
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	30	(1)	29
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese	-	-	-
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate		1	1
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(1.224)**	**-**	**(1.224)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio	**2.633**	**-**	**2.633**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	2.562		2.562
- di terzi	71		71

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Informativa di settore

Nell corso dell'anno corrente, sono stati rideterminati i dati al 31 dicembre 2021 relativi alla Linea di Business Enel X per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro". Tale modifica ha interessato l'informativa settoriale ma non ha prodotto alcuna variazione dei dati complessivi riferiti al Gruppo, sebbene all'interno delle diverse Linee di Business siano state effettuate alcune riclassifiche di valori.

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle note al presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Variazioni nell'area di consolidamento

IRF

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.

2021

- In data 8 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Tynemouth Energy Storage per un corrispettivo pari a 1 milione di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- In data 20 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Enel Green Power Bulgaria per un corrispettivo pari a 35 milioni di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- In data 10 marzo 2021 Enel Green Power Italia ha acquisito il 100% della società e-Solar Srl, titolare di un progetto fotovoltaico con una potenza autorizzata di 170,11 MW, per un corrispettivo pari a 2,7 milioni di euro.
- In data 29 marzo 2021 Enel X Srl ha acquisito il 100% di CityPoste Payment SpA, società italiana che offre ai consumatori un accesso diffuso ai servizi di pagamento, su canale sia fisico sia digitale, e consente di effettuare numerose tipologie di transazioni verso i privati e le pubbliche amministrazioni.
- Nel primo trimestre 2021 si registra la variazione di perimetro per il consolidamento globale delle società rinnovabili australiane precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per effetto della modifica della governance nelle società e senza l'acquisizione di ulteriori quote. Il processo di Purchase Price Allocation si è completato a dicembre 2021 e sostanzialmente conferma il valore contabile delle attività nette acquisite, successivamente a un adeguamento di valore di circa 9 milioni di euro.
- In data 13 maggio 2021 è stata finalizzata la cessione di EGP Solar 1 LLC per un corrispettivo pari a circa 4 milioni di euro.
- Nei primi nove mesi del 2021 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di 30 società rinnovabili per un valore complessivo di 86 milioni di euro.
- In data 8 settembre 2021 è stata finalizzata da parte di Enel X North America la cessione di Genability per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro.
- Nel mese di settembre è stato completato il processo di Purchase Price Allocation della società Viva Labs AS, acquisita in data 17 settembre 2020 da Enel X International, a seguito del quale sono stati confermati i valori contabili rilevati alla data di acquisizione.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- Enel SpA il 15 marzo ha lanciato un'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale sulle azioni di Enel Américas, fino a un massimo di 7.608.631.104 azioni, pari al 10% del capitale sociale a quella data. Il periodo d'offerta ha avuto inizio il 15 marzo e si è concluso il 13 aprile 2021. L'OPA era condizionata all'efficacia della fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas SA, che si è realizzata il 1° aprile 2021. Il corrispettivo complessivo è stato pari a 1.271 milioni di euro. A seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto parziale volontaria e del perfezionamento della fusione di EGP

Américas, Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas;

- in data 24 novembre la società Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd ha ceduto una quota delle partecipazioni detenute nelle società Oyster Bay Wind Farm, Garob Wind Farm, Aced Renewables Hidden Valley e Soetwater Wind Farm per un corrispettivo totale di 340 milioni di ZAR corrispondenti a circa 19 milioni di euro. A seguito dell'operazione l'interessenza del Gruppo nelle suddette società è passata dal 60% al 55%;
- in data 3 dicembre Enel SpA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Open Fiber SpA, pari al 50% del capitale sociale, in favore di Macquarie Asset Management e di CDP Equity SpA, per un corrispettivo complessivo di circa 2.733 milioni di euro. La plusvalenza su base consolidata realizzata dal Gruppo è stata di circa 1.763 milioni di euro.

2022

- In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.267 milioni di euro; a dicembre 2022 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività a seguito della quale si è rilevato un avviamento di circa 349 milioni di euro.
- In data 17 febbraio 2022 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Stonewood Desarrollos SLU per un corrispettivo di circa 14 milioni di euro corrispondenti alle licenze acquisite per lo sviluppo e la costruzione di progetti in impianti fotovoltaici; l'acquisizione non ha avuto impatti a Conto economico.
- In data 3 marzo 2022 Enel X Germany ha ceduto l'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs per un corrispettivo di circa 12 milioni di euro.
- In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica, con una potenza installata di circa 740 MW, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.
- In data 25 luglio 2022 Enel X Srl ha ceduto a Mooney SpA, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, regolato sotto forma di crediti finanziari, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e loro controllate.
- In data 24 agosto 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas, ha ceduto l'intera quota detenuta in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA a ENEVA SA per un corrispettivo di circa 89 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo di circa 210 milioni di euro, di cui 73 milioni di euro per adeguamento del valore degli asset, 135 milioni di euro a titolo di minusvalenza e 2 milioni di euro di oneri accessori alla cessione.
- Nei primi nove mesi del 2022 Enel Green Power Romania ha acquisito il 100% di Prowind Windfarm Bogdanesti, Prowind Windfarm Deleni, Prowind Windfarm Ivesti e Prowind Windfarm Viisoara per un corrispettivo totale di circa 35 milioni di euro.
- In data 12 ottobre 2022 è stata finalizzata la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo complessivo di circa 1,5 miliardi di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi.
- In data 9 dicembre 2022 Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di circa 1,3 miliardi di euro. L'operazione ha comportato a Conto economico una plusvalenza di circa 1,1 miliardi di euro.
- In data 22 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro. L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto positivo di circa 520 milioni di euro.
- In data 23 dicembre 2022 Enel Green Power India Private Limited ha perfezionato l'accordo con Norfund a seguito del quale quest'ultima ha effettuato un investimento nella società Avikiran Surya India Private Limited sottoscrivendo un ammontare di azioni emesse dalla società complessivamente pari al 49% del capitale sociale versato. L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo di circa 4 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi alla rimisurazione al fair value della quota residua e 2 milioni di euro di minusvalenza.
- In data 29 dicembre 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un

corrispettivo complessivo di circa 1,5 miliardi di euro (di cui circa 269 milioni di euro versati per la parte di equity e circa 1,2 miliardi di euro a rimborso dei finanziamenti infragruppo). L'operazione ha comportato sul Conto economico un impatto negativo di circa 1 miliardo di euro.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- in data 1° marzo 2022 è stata perfezionata la fusione per incorporazione tra le società Emgesa SA ESP (incorporante), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS ESP ed ESSA 2 (incorporate). La nuova ragione sociale delle società incorporate è Enel Colombia SA ESP. A seguito dell'operazione la percentuale di possesso del Gruppo in Emgesa SA ESP (ora Enel Colombia SA ESP) è passata dal 39,89% al 47,18% circa;
- in data 24 marzo 2022 Enel X International Srl ha finalizzato l'accordo con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e con una holding controllata da Seventh Cinven Fund tramite cui ha acquisito in via indiretta il 79,4% circa del capitale sociale di Ufinet Latam SLU (per un corrispettivo pari a 1.320 milioni di euro) e ha contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della stessa società a Seventh Cinven Fund (per un importo pari a 1.186 milioni di euro). Enel X International ha inoltre ricevuto da Ufinet circa 207 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili.
  Di conseguenza, Enel X International detiene ora una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, che in precedenza deteneva per il 20,6%. L'operazione ha generato un flusso netto di cassa positivo di circa 73 milioni di euro e un impatto positivo sui risultati operativi di circa 220 milioni di euro;
- in data 15 giugno 2022 la società Enel Kansas LLC ha ceduto il 50% della partecipazione detenuta nella società Rocky Caney Holdings LLC per un corrispettivo di circa 34 milioni di euro; a seguito dell'operazione la percentuale di possesso di Enel Kansas LLC in Rocky Caney Holdings LLC è passata dal 20% al 10%; l'operazione ha comportato a Conto economico una plusvalenza di circa 7 milioni di euro;
- in data 16 giugno 2022 la società EGPNA REP Holdings LLC ha ceduto il 50% della partecipazione detenuta nella società EGPNA Renewable Energy Partners LLC per un corrispettivo di circa 60 milioni di euro; a seguito dell'operazione EGPNA REP Holdings LLC detiene ora il 10% della partecipazione in EGPNA Renewable Energy Partners LLC; l'operazione ha comportato a Conto economico una minusvalenza di circa 7 milioni di euro;
- in data 14 luglio 2022 Enel, attraverso la società interamente controllata Enel X, ha acquisito il 50% del capitale di Mooney SpA. Sulla base di un enterprise value del 100% di Mooney di 1.385 milioni di euro, Enel X ha pagato un corrispettivo complessivo di circa 225 milioni di euro (inclusivo dell'aggiustamento prezzo) per la parte di equity e di circa 125 milioni di euro per l'acquisto di un preesistente credito vantato da Schumann Investments SA nei confronti di Mooney;
- nel mese di dicembre 2022 Enel Green Power Hellas SA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nelle società collegate delle Cicladi. L'operazione non ha generato un impatto significativo a Conto economico;
- in data 6 dicembre 2022 Enel X Chile SpA ha ceduto l'intera partecipazione detenuta nelle società collegate Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA, Suministradora de buses K Cuatro SpA ed Enel X AMPCI Ebus Chile SpA per un corrispettivo di circa 35 milioni di euro (non ancora incassato al 31 dicembre 2022). L'operazione non ha generato un impatto significativo a Conto economico;
- in data 30 dicembre 2022 Enel Green Power Canada Inc. ha ceduto il 49% della partecipazione detenuta nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP per un corrispettivo di circa 56 milioni di euro. L'operazione non ha comportato la perdita del controllo nelle società.

Acquisizione di ERG Hydro Srl

In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (successivamente ridenominata Enel Hydro Appennino Centrale Srl e fusa in Enel Produzione SpA in data 1° dicembre 2022), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a 1.267 milioni di euro.
A dicembre 2022 è stata completata l'attività di identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività a seguito della quale si è rilevato un avviamento di 349 milioni di euro.

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 3 gennaio 2022	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 3 gennaio 2022
Immobili, impianti e macchinari	605	167	772
Attività immateriali	1	170	171
Altre attività non correnti	15	10	25
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	69	-	69
Altre attività correnti	94	-	94
Passività per imposte differite	(4)	(102)	(106)
Fondi rischi e oneri e benefíci ai dipendenti	(35)	(7)	(42)
Passività correnti	(65)	-	(65)
Attività nette acquisite	**680**	**238**	**918**
Costo dell'acquisizione	**1.267**	**-**	**1.267**
(di cui versati per cassa)	*1.265*	-	*1.265*
Avviamento	587	(238)	349

Cessione di Ufinet

In data 24 marzo 2022 Enel X International Srl ha ceduto una quota pari all'1,1% della partecipazione in Ufinet.

Di seguito gli effetti economici e finanziari dell'operazione.

Milioni di euro	
Corrispettivo acquisto 79,4% per esercizio della call option a Sixth Cinven Fund	(1.320)
Distribuzione riserve da Ufinet	207
Prezzo cessione 80,5% a Seventh Cinven Fund	1.186
Flusso netto di cassa dell'operazione	**73**
Valore contabile della quota ceduta (1,1%)	**(6)**
Rilascio della riserva OCI	**(24)**
Plusvalenza netta relativa alla cessione	**43**
Rivalutazione al fair value della partecipazione già detenuta (19,5%)	**177**
Impatto economico complessivo	**220**

A seguito dell'operazione, la partecipazione residua in Ufinet è stata classificata tra le altre partecipazioni valutate al fair value through OCI, mentre in precedenza era valutata con il metodo del patrimonio netto.

Cessione di EGP Matimba NewCo 1

In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei società in Sudafrica, per un corrispettivo di 108 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Totale attività nette oggetto di cessione con perdita di controllo	220
Quota ceduta (50%)	**110**
Prezzo di cessione	**108**
Minusvalenza da cessione	**(2)**
Rimisurazione al fair value partecipazione residua	**(2)**
Impatto economico complessivo	**(4)**

A seguito dell'operazione, la partecipazione residua in EGP Matimba NewCo 1 e nelle sue controllate è stata classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e il suo valore è stato rimisurato al fair value con un impatto negativo a Conto economico di circa 2 milioni di euro. A valle di tale rimisurazione il valore della partecipazione residua è pari a 108 milioni di euro.

Cessione di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance

In data 25 luglio 2022 Enel X Srl ha ceduto a Mooney SpA, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, regolato sotto forma di crediti finanziari, le intere partecipazioni di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance e loro controllate.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	140
Attività nette cedute	(73)
Plusvalenza da cessione	**67**

L'operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di 67 milioni di euro.

Cessione di Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA

In data 24 agosto 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas, ha ceduto l'intera quota detenuta in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA a ENEVA SA per un corrispettivo di 89 milioni di euro.
Nel corso del 2022, in linea con le disposizioni dell'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", le attività nette riferite a CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA sono state classificate come possedute per la vendita e il loro valore è stato adeguato al previsto prezzo di cessione per circa 73 milioni di euro.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	**89**
Totale attività nette cedute	**125**
Rilascio della riserva OCI	**(99)**
Minusvalenza da cessione	**(135)**
Adeguamento di valore impianti *ante* cessione	(73)
Impatto economico	**(208)**

Al perfezionamento dell'operazione di cessione, è stata rilevata una minusvalenza di 135 milioni di euro, principalmente dovuta al rilascio della riserva di conversione cambi, cui si aggiungono 2 milioni di euro di oneri accessori alla cessione e il relativo effetto fiscale pari a 37 milioni di euro.

Cessione di PJSC Enel Russia

In data 12 ottobre 2022 è stata finalizzata la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro. Dalla cessione è emerso un impatto negativo complessivo a Conto economico di circa 1.551 milioni di euro, principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi, per circa 1.054 milioni di euro. Di seguito si riportano gli effetti economici dell'operazione.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	**137**
Totale attività nette cedute	**137**
Rilascio della riserva OCI	**(1.054)**
Minusvalenza da cessione	**(1.054)**
Adeguamento di valore impianti *ante* cessione	(497)
Impatto economico	**(1.551)**

Per maggiori dettagli sull'operazione, si rimanda al commento riportato nel paragrafo "Discontinued operation".

Cessione di Enel Transmisión Chile SA

In data 9 dicembre 2022 Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di circa 1.342 milioni di euro. Di seguito si riportano gli effetti economici dell'operazione.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	**1.342**
Totale attività nette cedute	**230**
Avviamento	**61**
Plusvalenza da cessione	**1.051**

L'operazione ha comportato un effetto fiscale di 347 milioni di euro.

Cessione di Gridspertise Srl

In data 22 dicembre 2022 Enel SpA, tramite Enel Grids Srl, ha finalizzato la cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di circa 300 milioni di euro. Di seguito si riportano gli effetti economici dell'operazione.

Milioni di euro	
Totale attività nette oggetto di cessione con perdita di controllo	80
Quota ceduta (50%)	**40**
Prezzo di cessione	**299**
Riversamento riserva OCI	**2**
Plusvalenza da cessione	**261**
Rimisurazione al fair value partecipazione residua	**259**
Impatto economico complessivo	**520**

A seguito dell'operazione, la partecipazione residua in Gridspertise Srl e nelle sue controllate è stata classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. A valle della rimisurazione al fair value, il valore della partecipazione residua è pari a 259 milioni di euro.
L'operazione ha comportato un effetto fiscale di 8 milioni di euro.

Cessione di Celg Distribuição SA

In data 29 dicembre 2022 Enel Brasil SA, controllata di Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un corrispettivo complessivo di circa 1.548 milioni di euro, di cui 269 milioni di euro per la parte di equity e 1.279 milioni di euro a rimborso dei finanziamenti infragruppo. Di seguito si riportano gli effetti economici dell'operazione.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	**269**
Totale attività nette cedute	**269**
Rilascio della riserva OCI	**(208)**
Minusvalenza da cessione	**(208)**
Adeguamento di valore *ante* cessione	(827)
Impatto economico	**(1.035)**

Dalla cessione è emerso un impatto negativo a Conto economico di circa 1.035 milioni di euro, di cui circa 208 milioni di euro relativi prevalentemente al rilascio della riserva OCI e 827 milioni di euro relativi all'adeguamento di valore (di cui 85 milioni di euro riferiti ad avviamento).

L'operazione ha comportato anche oneri accessori alla vendita di 4 milioni di euro e un impatto fiscale di 8 milioni di euro.

9. Informativa relativa agli impatti del conflitto tra Russia e Ucraina e alle attività gestite in Russia

Impatti sulla Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2022 derivanti dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia

Nel corso del 2022 il Gruppo Enel ha monitorato costantemente i riflessi della crisi internazionale sulle proprie attività di business in Russia (in particolare, in termini di approvvigionamento dei materiali, dei servizi e della manodopera), valutando anche l'evoluzione delle variabili di mercato (per es., tassi di cambio, tassi di interesse); il Gruppo Enel ha tenuto conto anche degli sviluppi connessi alle contro-sanzioni previste dalla Russia aventi per oggetto gli investimenti detenuti nel Paese.
Inoltre, il Gruppo Enel ha effettuato le analisi volte alla valutazione degli impatti indiretti della guerra in Ucraina sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica nei principali Paesi dell'Eurozona in cui è presente, con particolare riferimento alla minore disponibilità di approvvigionamento di materie prime dalle aree interessate dal conflitto e all'incremento generalizzato dei prezzi delle commodity.

In considerazione delle diverse raccomandazioni degli organismi di vigilanza nazionali e sovranazionali[46] sul tema e in uno scenario in continua evoluzione, caratterizzato da una notevole incertezza regolatoria e da un contesto di prezzi elevati e volatili, è attivo da parte del Gruppo Enel un monitoraggio costante delle variabili macroeconomiche e di business, che consente di effettuare la migliore stima dei potenziali impatti connessi ai cambi regolatori, alle sanzioni e alle restrizioni sugli asset detenuti, nonché sui fornitori e sui contratti applicabili al Gruppo Enel.

Si segnala a tale riguardo che non sono emersi impatti significativi legati al conflitto russo-ucraino al 31 dicembre 2022.

Enel ha ceduto l'intera partecipazione del 56,43% detenuta in PJSC Enel Russia

In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato due distinti accordi, rispettivamente con PJSC Lukoil e con il Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", per la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima,

(46) ESMA Public statements n. 71-99-1864 del 14 marzo 2022, n. 32-63-1277 del 13 maggio 2022 e n.32-63-1320 del 28 ottobre 2022; Richiami di Attenzione CONSOB contenuti nei notiziari settimanali 9-14 marzo 2022 e 10-21 marzo 2022, n. 3/22 del 19 maggio 2022.

per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro.
Si segnala che già dal secondo trimestre 2022, al fine di ridurre il rischio per Enel SpA che ne poteva derivare dalla disciplina applicabile dell'Unione Europea, degli Stati Uniti d'America e della Russia in materia di sanzioni e di contro-sanzioni russe, sono state adottate o promosse alcune misure che hanno comportato la cessazione della direzione e coordinamento di Enel SpA nei confronti di Enel Russia. Tali misure includevano: (i) la designazione da parte di Enel di soli amministratori indipendenti, di nazionalità russa, in occasione del rinnovo del consiglio di amministrazione della società; (ii) la nomina di un nuovo direttore generale, sempre di nazionalità russa, che riporta esclusivamente al consiglio di amministrazione; (iii) la cessazione, ove possibile, dei contratti infragruppo; (iv) la modifica della struttura organizzativa del Gruppo Enel al fine di interrompere il riporto gerarchico delle funzioni di staff o di business di Enel Russia rispetto a quelle di Enel; (v) la conseguente interruzione di qualsiasi flusso di reporting tra Enel SpA ed Enel Russia.

Il perfezionamento dell'operazione di cessione, con il pagamento del corrispettivo, è avvenuto nel corso del mese di ottobre 2022 anche a seguito dell'avveramento delle condizioni sospensive, alle quali questo era subordinato, inclusa l'approvazione dell'operazione da parte del Presidente della Federazione russa ai sensi del paragrafo 5 del Decreto n. 520 del 5 agosto 2022.

Gli effetti contabili derivanti dalla cessione del Gruppo PJSC Enel Russia sono riportati nella nota 8 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

Si evidenzia, infine, che il Gruppo Enel continua a detenere in Russia le seguenti partecipazioni:
- Enel Green Power Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 100%), società che presta servizi allo sviluppo di progetti rinnovabili e che detiene partecipazioni totalitarie in quattro società di generazione da fonti rinnovabili;
- Enel X Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 99%);
- una partecipazione, pari al 49,5%, in una società a controllo congiunto (Rusenergosbyt LLC) operante nella Linea di Business Mercati finali.

10. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per Linea di Business e per Area Geografica di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Risultati 2022[1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	53.239	6.669	19.806	58.478	2.143	182	140.517	-	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	23.096	2.498	3.226	3.674	66	2.053	34.613	(34.613)	-
Totale ricavi	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**62.152**	**2.209**	**2.235**	**175.130**	**(34.613)**	**140.517**
Totale costi	71.189	5.873	13.918	62.517	1.544	2.503	157.544	(34.580)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	551	183	-	1.608	(13)	(5)	2.324	41	2.365
Ammortamenti	802	1.456	2.852	498	223	255	6.086	-	6.086
Impairment	562	53	1.047	1.177	102	17	2.958	-	2.958
Ripristini di valore	(52)	(2)	(117)	(132)	(17)	1	(319)	-	(319)
Risultato operativo	**4.385**	**1.970**	**5.332**	**(300)**	**344**	**(546)**	**11.185**	**8**	**11.193**
Investimenti	**990[2]**	**6.386[3]**	**5.547[4]**	**721**	**371[5]**	**332**	**14.347**	**-**	**14.347**

(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" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 110 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2021[1][2][3]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.334	7.011	16.994	36.097	1.372	1.911	85.719	-	85.719
Ricavi e altri proventi intersettoriali	10.269	2.161	3.248	1.302	56	2.101	19.137	(19.137)	-
Totale ricavi	**32.603**	**9.172**	**20.242**	**37.399**	**1.428**	**4.012**	**104.856**	**(19.137)**	**85.719**
Totale costi	32.327	4.547	13.142	36.372	1.102	2.649	90.139	(19.130)	71.009
Risultati netti da contratti su commodity	537	(55)	-	2.006	-	(3)	2.485	38	2.523
Ammortamenti	902	1.237	2.612	399	202	240	5.592	-	5.592
Impairment	2.561	387	192	1.067	36	52	4.295	-	4.295
Ripristini di valore	(8)	(5)	(30)	(156)	(6)	-	(205)	-	(205)
Risultato operativo	**(2.642)**	**2.951**	**4.326**	**1.723**	**94**	**1.068**	**7.520**	**31**	**7.551**
Investimenti	**822**	**5.662[4]**	**5.296**	**643**	**285**	**289**	**12.997**	**-**	**12.997**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(3) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business Enel X Way che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(4) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Risultati 2022[1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	83.337	32.725	20.949	77	2.183	266	980	140.517
Ricavi e altri proventi intersettoriali	171	108	385	10	31	-	(705)	-
Totale ricavi	**83.508**	**32.833**	**21.334**	**87**	**2.214**	**266**	**275**	**140.517**
Totale costi	81.880	25.388	14.811	66	1.126	174	(481)	122.964
Risultati netti da contratti su commodity	4.679	(2.215)	56	6	(148)	(9)	(4)	2.365
Ammortamenti	2.209	1.784	1.393	2	430	75	193	6.086
Impairment	886	478	1.553	1	18	5	17	2.958
Ripristini di valore	(39)	(271)	(7)	-	-	-	(2)	(319)
Risultato operativo	**3.251**	**3.239**	**3.640**	**24**	**492**	**3**	**544**	**11.193**
Investimenti	**4.640**	**2.316**	**4.289[2]**	**224[3]**	**2.491**	**164[4]**	**223[5]**	**14.347**

(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 94 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2021[1][2]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	44.282	20.800	16.956	49	1.479	240	1.913	85.719
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.135	252	1	(35)	34	1	(1.388)	-
Totale ricavi	**45.417**	**21.052**	**16.957**	**14**	**1.513**	**241**	**525**	**85.719**
Totale costi	40.751	17.412	12.867	59	748	135	(963)	71.009
Risultati netti da contratti su commodity	1.967	543	53	40	(81)	4	(3)	2.523
Ammortamenti	2.107	1.754	1.177	4	356	65	129	5.592
Impairment	1.747	1.797	536	1	161	32	21	4.295
Ripristini di valore	(22)	(170)	(9)	(2)	-	-	(2)	(205)
Risultato operativo	**2.801**	**802**	**2.439**	**(8)**	**167**	**13**	**1.337**	**7.551**
Investimenti	**3.842**	**2.202**	**3.722**	**456**	**2.293**	**217[3]**	**265**	**12.997**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".
(3) Il dato non include 111 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.530	41.519	40.377	44	553	805	91.828	(3)	91.825
Attività immateriali	397	5.723	20.035	4.172	647	623	31.597	-	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	50	500	-	72	53	675	(11)	664
Crediti commerciali	7.667	3.730	5.706	8.426	618	1.304	27.451	(9.715)	17.736
Altro	7.928	540	2.551	2.716	480	2.535	16.750	(7.897)	8.853
Attività operative	**24.522**(1)	**51.562**(2)	**69.169**(3)	**15.358**(4)	**2.370**(5)	**5.320**	**168.301**	**(17.626)**	**150.675**
Debiti commerciali	8.034	4.173	4.297	8.647	705	1.394	27.250	(9.187)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	95	323	7.527	76	10	22	8.053	(89)	7.964
Fondi diversi	3.979	921	3.263	380	101	1.095	9.739	(68)	9.671
Altro	3.475	1.802	6.691	6.740	300	4.454	23.462	(7.908)	15.554
Passività operative	**15.583**(6)	**7.219**(7)	**21.778**(8)	**15.843**(9)	**1.116**(10)	**6.965**(11)	**68.504**	**(17.252)**	**51.252**

(1) Di cui 190 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 1.951 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 1.855 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 1.160 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 80 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 185 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 390 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 476 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(11) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2021(1)

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	9.384	36.205	38.635	49	486	713	85.472	-	85.472
Attività immateriali	216	5.016	21.473	4.030	670	631	32.036	-	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	1	1	525	-	60	21	608	43	651
Crediti commerciali	4.814	2.601	6.731	6.533	559	1.347	22.585	(6.493)	16.092
Altro	4.319	826	2.614	3.812	345	2.287	14.203	(6.107)	8.096
Attività operative	**18.734**(2)	**44.649**(3)	**69.978**	**14.424**	**2.120**(4)	**4.999**	**154.904**	**(12.557)**	**142.347**
Debiti commerciali	5.730	3.701	4.390	7.129	695	1.259	22.904	(5.920)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	102	216	7.316	62	13	13	7.722	(75)	7.647
Fondi diversi	4.586	936	3.810	466	52	1.297	11.147	(89)	11.058
Altro	4.125	1.901	8.104	4.575	141	3.659	22.505	(6.245)	16.260
Passività operative	**14.543**	**6.754**(5)	**23.620**	**12.232**	**901**(6)	**6.228**	**64.278**	**(12.329)**	**51.949**

(1) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 57 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 31 dicembre 2022

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	30.327	23.167	21.099	2.397	13.722	1.002	111	91.825
Attività immateriali	3.200	16.173	10.534	331	602	129	628	31.597
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	73	9	493	48	19	16	6	664
Crediti commerciali	7.086	4.369	5.037	1.127	268	66	(217)	17.736
Altro	4.947	2.929	1.498	294	250	63	(1.128)	8.853
Attività operative	**45.633**[1]	**46.647**	**38.661**[2]	**4.197**[3]	**14.861**	**1.276**[4]	**(600)**	**150.675**
Debiti commerciali	9.595	3.220	4.813	483	1.261	119	(1.428)	18.063
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.188	3.351	35	443	-	1	(54)	7.964
Fondi diversi	3.008	3.458	2.378	69	97	32	629	9.671
Altro	4.323	3.144	4.480	637	1.893	66	1.011	15.554
Passività operative	**21.114**[5]	**13.173**	**11.706**[6]	**1.632**[7]	**3.251**	**218**[8]	**158**	**51.252**

(1) Di cui 251 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 307 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 4.125 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 553 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 64 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 961 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 52 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2021

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	27.335	23.075	18.671	3.440	10.853	1.948	150	85.472
Attività immateriali	2.313	16.071	11.414	772	557	179	730	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	94	5	517	-	18	13	4	651
Crediti commerciali	7.372	3.886	4.414	583	215	51	(429)	16.092
Altro	4.555	2.474	1.398	217	259	140	(947)	8.096
Attività operative	**41.669**[1]	**45.511**	**36.414**	**5.012**	**11.902**	**2.331**[2]	**(492)**[3]	**142.347**
Debiti commerciali	9.684	2.509	4.333	481	1.208	136	(1.367)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.109	3.109	30	438	-	-	(39)	7.647
Fondi diversi	3.395	4.211	2.426	130	120	32	744	11.058
Altro	5.749	3.945	4.509	328	1.482	64	183	16.260
Passività operative	**22.937**[4]	**13.774**	**11.298**	**1.377**	**2.810**	**232**[5]	**(479)**[6]	**51.949**

(1) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 57 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**
Totale attività	**219.618**	**206.940**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.281	704
Derivati finanziari attivi non correnti	3.970	2.772
Altre attività finanziarie non correnti	8.359	5.704
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.674	2.286
Altre attività finanziarie correnti	13.753	8.645
Derivati finanziari attivi correnti	14.830	22.791
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11.041	8.858
Attività per imposte anticipate	10.925	11.034
Crediti tributari	2.159	1.694
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	951	105
Attività di settore	**150.675**	**142.347**
Totale passività	**177.536**	**164.598**
Finanziamenti a lungo termine	68.191	54.500
Derivati finanziari passivi non correnti	5.895	3.339
Altre passività finanziarie non correnti	-	120
Finanziamenti a breve termine	18.392	13.306
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.835	4.031
Altre passività finanziarie correnti	853	625
Derivati finanziari passivi correnti	16.141	24.607
Passività di imposte differite	9.542	9.259
Debiti per imposte sul reddito	1.623	712
Debiti tributari diversi	1.047	1.274
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	1.765	876
Passività di settore	**51.252**	**51.949**

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

11.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 135.653 milioni*

Milioni di euro				
	2022	2021[1]	2022-2021	
Vendite energia elettrica	69.340	45.053	24.287	53,9%
Trasporto energia elettrica	11.096	10.606	490	4,6%
Corrispettivi da gestori di rete	979	800	179	22,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.667	833	834	-
Vendite gas	8.970	4.744	4.226	89,1%
Trasporto gas	80	599	(519)	-86,6%
Vendite di combustibili	5.605	1.791	3.814	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	826	769	57	7,4%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.672	1.268	404	31,9%
Vendite certificati ambientali	111	107	4	3,7%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.384	1.092	292	26,7%
Altre vendite e prestazioni	918	785	133	16,9%
Totale ricavi IFRS 15	**102.648**	**68.447**	**34.201**	**50,0%**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	37.247	24.314	12.933	53,2%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(4.260)	(10.893)	6.633	60,9%
Altri ricavi diversi	18	32	(14)	-43,8%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**135.653**	**81.900**	**53.753**	**65,6%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I ricavi da "Vendite di energia elettrica" si attestano a 69.340 milioni di euro, in aumento di 24.287 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+53,9%). Tale incremento è dovuto sostanzialmente ai maggiori volumi venduti e al rialzo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica soprattutto in Italia (14.852 milioni di euro) e in Spagna (8.076 milioni di euro).

I "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono in aumento di 834 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente prevalentemente in Iberia per i maggiori costi sostenuti per l'acquisto di commodity utilizzate negli impianti termoelettrici delle Canarie, tenuto conto del rialzo dei prezzi sui mercati internazionali.
I ricavi per "Vendite di gas" nel 2022 sono pari a 8.970 milioni di euro (4.744 milioni di euro nel 2021) con un incremento di 4.226 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riconducibile prevalentemente ai maggiori volumi di vendita a prezzi medi crescenti principalmente in Spagna (2.253 milioni di euro) e in Italia (1.781 milioni di euro).

I ricavi per "Vendite di combustibili" si incrementano di 3.814 milioni di euro soprattutto in Enel Global Trading per le maggiori vendite di gas registrate.

La variazione positiva delle "Vendite di commodity da contratti con consegna fisica" (12.933 milioni di euro) e dei risultati delle valutazioni dei contratti chiusi nel 2022 (6.633 milioni di euro) è riferita prevalentemente alla commodity gas.

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	2022															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		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	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**47.650**	**2.068**	**30.984**	**1.425**	**17.686**	**1.227**	**52**	**4**	**1.109**	**33**	**214**	**43**	**10**	**143**	**97.705**	**4.943**

	2021															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		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	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15[1]	**29.187**	**1.178**	**19.707**	**402**	**16.525**	**245**	**46**	**2**	**805**	**17**	**194**	**26**	**-**	**113**	**66.464**	**1.983**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	5.436	4.368	1.068	24,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(795)	(1.705)	910	53,4%
Totale energia	**4.641**	**2.663**	**1.978**	**74,3%**
Vendite di gas	30.924	19.576	11.348	58,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(3.600)	(9.335)	5.735	61,4%
Totale gas	**27.324**	**10.241**	**17.083**	**-**
Vendite di quote di emissioni inquinanti	875	366	509	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	131	146	(15)	-10,3%
Totale quote di emissioni inquinanti	**1.006**	**512**	**494**	**96,5%**
Vendita di garanzie di origine	12	4	8	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	4	1	3	-
Totale garanzie di origine	**16**	**5**	**11**	**-**
Totale ricavi	**32.987**	**13.421**	**19.566**	**-**
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	6.161	3.677	2.484	67,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(200)	(1.220)	1.020	83,6%
Totale energia	**5.961**	**2.457**	**3.504**	**-**
Acquisti di gas	33.092	19.951	13.141	65,9%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(1.940)	(8.057)	6.117	75,9%
Totale gas	**31.152**	**11.894**	**19.258**	**-**
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	843	806	37	4,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	132	144	(12)	-8,3%
Totale quote di emissioni inquinanti	**975**	**950**	**25**	**2,6%**
Acquisti di garanzie di origine	25	4	21	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	3	1	2	-
Totale garanzie di origine	**28**	**5**	**23**	**-**
Totale costi	**38.116**	**15.306**	**22.810**	**-**
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	**(5.129)**	**(1.885)**	**(3.244)**	**-**
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	(134)	(1.606)	1.472	91,7%
Gas	4.841	(16.285)	21.126	-
Quote di emissioni inquinanti	490	(487)	977	-
Garanzie d'origine	(15)	(8)	(7)	-87,5%
Totale	**5.182**	**(18.386)**	**23.568**	**-**
Contratti di acquisto				
Energia	(124)	(2.169)	2.045	94,3%
Gas	3.879	(13.801)	17.680	-
Quote di emissioni inquinanti	627	(520)	1.147	-
Garanzie d'origine	(72)	12	(84)	-
Totale	**4.310**	**(16.478)**	**20.788**	**-**
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	**872**	**(1.908)**	**2.780**	**-**
Totale ricavi/(costi) netti da contratti di commodity con consegna fisica (IFRS 9)	**(4.257)**	**(3.793)**	**(464)**	**-12,2%**

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro		
	2022	**2021**[1]
Italia	57.859	33.304
Europa		
Iberia	30.535	18.896
Francia	3.086	970
Svizzera	6.791	2.918
Germania	1.676	1.085
Austria	189	245
Slovenia	146	195
Romania	3	-
Grecia	15	-
Bulgaria	-	-
Belgio	834	522
Repubblica Ceca	321	435
Ungheria	7	12
Russia	-	3
Olanda	38	96
Regno Unito	11.841	3.736
Altri Paesi europei	1.551	1.160
America		
Stati Uniti	779	601
Canada	53	33
Messico	313	202
Brasile	9.064	9.381
Cile	4.434	3.151
Perù	1.449	1.111
Colombia	2.725	2.188
Argentina	966	887
Panama	177	150
Costa Rica	17	14
Guatemala	83	67
Altri		
Africa	132	114
Asia	521	371
Oceania	48	53
Totale	**135.653**	**81.900**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

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 tutti i termini e le condizioni del contratto. Tale valutazione è finalizzata a valutare 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 il quadro legale e regolamentare locale, comunque applicabile al contratto e che interessa le parti. In tali casi, laddove esistano un'attribuzione implicita del diritto significativo al cliente e un'obbligazione che si trasferisce dal cliente iniziale a un nuovo cliente, il Gruppo rileva il contributo di connessione lungo un periodo di tempo che si estende oltre la relazione con il cliente iniziale, considerando la durata della concessione come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possano beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Conseguentemente, il contributo è rilevato lungo il periodo in cui il pagamento crea per il Gruppo un'obbligazione di fare a prezzi inferiori rispetto a quelli disponibili ai futuri clienti (ovvero il periodo in cui si prevede che il cliente possa beneficiare dell'accesso continuativo al servizio senza dover corrispondere al rinnovo un ulteriore pagamento anticipato).	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, ossia i beni/ servizi che il cliente si aspetta di ricevere e per i quali ha pagato (ovvero la promessa di trasferire al cliente il bene o servizio può essere distinta da altre promesse contenute nel contratto). 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 o trasporto 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 o da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.

Lavori su ordinazione	I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo soddisfatta alla data di riferimento del bilancio.	Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il miglior metodo per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio. L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.
Servizi in concessione (in ambito di applicazione IFRIC 12)	Il Gruppo, in qualità di concessionario, fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento dell'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o servizi per la gestione e il mantenimento dell'infrastruttura stessa per il periodo della concessione. Per le obbligazioni di fare connesse ai servizi di realizzazione e di miglioramento dell'infrastruttura, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Per quanto riguarda i ricavi da servizi operativi, si rimanda a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali".	Quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento rileva attività immateriali e/o attività finanziarie, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione. I corrispettivi ricevuti o da ricevere relativi a entrambe le componenti sono rilevati inizialmente come ricavi da contratti con i clienti. Per maggiori dettagli riguardo alla rilevazione di tali ricavi, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Inoltre, è classificata come ricavo anche la componente rilevata a Conto economico derivante dalla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ad accordi per servizi in concessione relativi all'attività di distribuzione in Brasile, al fine di riflettere adeguatamente il modello di business coerentemente con il relativo contratto di concessione. I ricavi relativi alle attività di gestione e di mantenimento sono rilevati come ricavi della vendita di energia elettrica sul mercato o ai clienti finali (si rimanda, rispettivamente, a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali").

11.b Altri proventi – *Euro 4.864 milioni*

Milioni di euro	2022	2021[1]	2022-2021	
Contributi in conto esercizio	28	33	(5)	-15,2%
Contributi per certificati ambientali	220	249	(29)	-11,6%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	28	26	2	7,7%
Rimborsi vari	314	300	14	4,7%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	1.876	1.781	95	5,3%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	64	59	5	8,5%
Premi per continuità del servizio	31	48	(17)	-35,4%
Altri proventi	2.303	1.323	980	74,1%
Totale	**4.864**	**3.819**	**1.045**	**27,4%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I "Contributi per certificati ambientali", pari a 220 milioni di euro, si riducono di 29 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per la riduzione dei contributi su Titoli di Efficienza Energetica ottenuti dalla distribuzione in Italia. Tale effetto viene in parte compensato dai più alti contributi per garanzie di origine registrate in Spagna.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 1.876 milioni di euro nel 2022 e accoglie principalmente la rilevazione dei proventi derivanti dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro), dalla cessione da parte di Enel X Srl delle società del comparto finanziario a Mooney (67 milioni di euro), dalla cessione del 50% della partecipazione detenuta da Enel Grids in Gridspertise (520 milioni di euro) e dalla cessione da parte di Enel Chile della partecipazione detenuta in Enel Transmisión Chile.
Nel 2021 tale voce accoglieva la plusvalenza legata alla cessione della partecipazione detenuta da Enel SpA in Open Fiber (1.763 milioni di euro).

Negli "Altri proventi" si registra un incremento di 980 milioni di euro dovuto prevalentemente all'aumento dei proventi registrati in Cile per 503 milioni di euro a seguito di una modifica dell'accordo contrattuale in essere con Shell, in termini di volumi impegnati dal fornitore, nonché all'incremento in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (319 milioni di euro).

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.

Milioni di euro	2022								
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Enel Grids**	**Mercati finali**	**Enel X**	**Holding, Servizi e Altro**	**Totale reporting segment**	**Elisioni e rettifiche**	**Totale**
Totale ricavi IFRS 15	**37.154**	**7.863**	**20.854**	**61.711**	**1.782**	**2.167**	**131.531**	**(28.883)**	**102.648**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	42.667	-	-	26	-	-	42.693	(5.446)	37.247
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(4.240)	-	-	(20)	-	-	(4.260)	-	(4.260)
Altri ricavi diversi	-	6	13	-	1	21	41	(23)	18
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**75.581**	**7.869**	**20.867**	**61.717**	**1.783**	**2.188**	**170.005**	**(34.352)**	**135.653**
Altri proventi	**754**	**1.298**	**2.165**	**435**	**426**	**47**	**5.125**	**(261)**	**4.864**
TOTALE RICAVI	**76.335**	**9.167**	**23.032**	**62.152**	**2.209**	**2.235**	**175.130**	**(34.613)**	**140.517**

Milioni di euro	2021[1]								
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Enel Grids**	**Mercati finali**	**Enel X**	**Holding, Servizi e Altro**	**Totale reporting segment**	**Elisioni e rettifiche**	**Totale**
Totale ricavi IFRS 15	**16.673**	**8.533**	**19.681**	**36.933**	**1.277**	**2.189**	**85.286**	**(16.839)**	**68.447**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	26.691	-	-	14	-	-	26.705	(2.391)	24.314
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(10.895)	-	-	1	-	-	(10.894)	1	(10.893)
Altri ricavi diversi	5	6	15	-	3	31	60	(28)	32
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**32.474**	**8.539**	**19.696**	**36.948**	**1.280**	**2.220**	**101.157**	**(19.257)**	**81.900**
Altri proventi	**129**	**633**	**546**	**451**	**148**	**1.792**	**3.699**	**120**	**3.819**
TOTALE RICAVI	**32.603**	**9.172**	**20.242**	**37.399**	**1.428**	**4.012**	**104.856**	**(19.137)**	**85.719**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Costi

12.a Energia elettrica, gas e combustibile – *Euro 96.896 milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Energia elettrica	47.155	28.624	18.531	64,7%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*6.161*	*3.677*	*2.484*	*67,6%*
Gas	47.930	26.614	21.316	80,1%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*33.092*	*19.951*	*13.141*	*65,9%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	(2.140)	(9.277)	7.137	76,9%
Combustibile nucleare	111	107	4	3,7%
Altri combustibili	3.840	1.634	2.206	-
Totale	**96.896**	**47.702**	**49.194**	**-**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" si incrementano prevalentemente per effetto dei maggiori volumi acquistati a prezzi medi crescenti rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (15.396 milioni di euro) e in Spagna (3.563 milioni di euro).

L'incremento dei costi per l'acquisto di "Gas" riflette essenzialmente l'incremento delle quantità intermediate, principalmente per maggiori volumi di produzione, nonché l'aumento dei costi di acquisto del gas da terzi.

I risultati da valutazione al fair value dei contratti con consegna fisica chiusi registrano un incremento di 7.137 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, di cui 6.117 milioni di euro riconducibili alla commodity gas e 1.020 milioni di euro riconducibili alla commodity elettricità.

L'incremento nella voce "Altri combustibili" è principalmente dovuto ai maggiori volumi di produzione e all'incremento del prezzo delle commodity.

12.b Servizi e altri materiali – *Euro 20.228 milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Vettoriamenti passivi	8.247	8.921	(674)	-7,6%
Manutenzioni e riparazioni	1.067	1.364	(297)	-21,8%
Telefonici e postali	181	177	4	2,3%
Servizi di comunicazione	117	123	(6)	-4,9%
Servizi informatici	872	959	(87)	-9,1%
Godimento beni di terzi	503	126	377	-
Altri servizi	5.707	4.160	1.547	37,2%
Costi per certificati ambientali	963	1.256	(293)	-23,3%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*868*	*810*	*58*	*7,2%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo	135	145	(10)	-6,9%
Variazione rimanenze di certificati ambientali	97	32	65	-
Altri materiali	2.533	2.041	492	24,1%
Totale	**20.228**	**19.240**	**988**	**5,1%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I costi per servizi e altri materiali, pari a 20.228 milioni di euro nel 2022, registrano un incremento di 988 milioni di euro rispetto all'esercizio 2021. Tale variazione risente essenzialmente:

- dei maggiori costi per godimento beni di terzi riferiti principalmente alla chiusura, nel precedente esercizio, di un contenzioso in Spagna che ha comportato il rilascio di quanto accantonato in precedenza per un ammontare pari a circa 300 milioni di euro;
- dell'incremento degli "Altri servizi" pari a 1.547 milioni di euro dovuto principalmente ai maggiori costi imputabili ai servizi connessi al business elettrico e del gas (720 milioni di euro), ai maggiori costi per servizi in concessione in Brasile (281 milioni di euro), ai maggiori costi dei servizi a valore aggiunto (119 milioni di euro) e alle maggiori spese per servizi professionali e tecnici (156 milioni di euro);
- dell'incremento degli "Altri materiali" dovuto principalmente ai maggiori costi di approvvigionamento delle materie prime e ai maggiori volumi di produzione;
- dei minori costi per vettoriamenti passivi registrata principalmente in Italia e in Spagna, connessa al minor prezzo medio applicato, parzialmente compensata da un incremento degli stessi in America Latina per l'aumento dei volumi intermediati;
- dei minori accantonamenti effettuati per gli oneri connessi alla riconversione degli impianti operata in Italia ai fini della transizione energetica;
- dei minori costi di assistenza sistemistica, manutenzione di elaboratori e sviluppo informatico, principalmente in Italia.

ICE

12.c Costo del personale - *Euro 4.570 milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Salari e stipendi	3.442	3.122	320	10,2%
Oneri sociali	924	844	80	9,5%
Trattamento di fine rapporto	107	104	3	2,9%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	73	86	(13)	-15,1%
Incentivi all'esodo	(20)	10	(30)	-
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	(151)	795	(946)	-
Altri costi	195	179	16	8,9%
Totale	**4.570**	**5.140**	**(570)**	**-11,1%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Il costo del personale dell'esercizio 2022, pari a 4.570 milioni di euro, registra un decremento di 570 milioni di euro. L'organico del Gruppo diminuisce di 1.155 risorse a seguito del saldo positivo tra le assunzioni e le cessazioni (1.998 risorse), più che compensato dalle variazioni di perimetro (-3.153 risorse), sostanzialmente riferite:

- all'acquisizione della società Enel Hydro Appennino Centrale Srl in Italia;
- all'acquisizione della società Melita Italia Srl in Italia;
- alla vendita della società PayTipper SpA in Italia;
- alla vendita della società CityPoste Payment SpA in Italia;
- alla vendita della società PayTipper Network Srl in Italia;
- alla vendita della società FlagPay Srl in Italia;
- alla vendita della società Gridspertise Srl in Italia;
- alla vendita delle società Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA, Celg Distribuição SA - Celg-D e Gridspertise Latam SA in Brasile;
- alla vendita di PJSC Enel Russia e sue controllate in Russia;
- alla vendita della società Enel Transmisión SA in Cile.

L'aumento dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuto al costo sostenuto per le nuove assunzioni delle società italiane, negli Stati Uniti, in Brasile, in Spagna e in Argentina.
Il decremento dei "Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" per 13 milioni di euro è principalmente riconducibile alla Spagna.
La diminuzione degli "Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" è prevalentemente dovuta ai maggiori costi in Italia nel 2021 per la sottoscrizione del nuovo accordo quadro in applicazione dell'art 4, commi 1-7 ter, legge n. 92/2012, per il quale sono stati accantonati 557 milioni di euro al fondo per ristrutturazione e digitalizzazione. Nel corso del 2022 il fondo è stato adeguato in funzione delle dinamiche del periodo e delle variazioni alla base delle ipotesi attuariali.

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 2022.

N.	Consistenza media[1]		Consistenza[1]
	2022	2021	al 31.12.2022
Manager	1.389	1.386	1.366
Middle manager	12.528	11.797	12.645
White collar	35.676	35.449	34.634
Blue collar	16.883	17.344	16.479
Totale	**66.476**	**65.976**	**65.124**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

12.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – *Euro 1.278 milioni*

Milioni di euro				
	2022	2021[1]	2022-2021	
Impairment di crediti commerciali	1.375	1.285	90	7,0%
Impairment di altri crediti	169	93	76	81,7%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.544**	**1.378**	**166**	**12,0%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(265)	(202)	(63)	-31,2%
Ripristini di valore di altri crediti	(1)	(1)	-	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(266)**	**(203)**	**(63)**	**-31,0%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI	**1.278**	**1.175**	**103**	**8,8%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

La voce, pari a 1.278 milioni di euro, include gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti. Le svalutazioni dei crediti commerciali al netto dei ripristini aumentano complessivamente di 90 milioni di euro, essenzialmente per effetto dell'incremento dei crediti commerciali che ha comportato un incremento del fondo svalutazione crediti al fine di garantire l'adeguata copertura del nuovo credito generatosi.

12.e Ammortamenti e altri impairment – *Euro 7.447 milioni*

Milioni di euro				
	2022	2021[1]	2022-2021	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	4.472	4.259	213	5,0%
Ammortamento investimenti immobiliari	2	3	(1)	-33,3%
Ammortamento attività immateriali	1.612	1.330	282	21,2%
Impairment di attività immobilizzate	1.414	2.917	(1.503)	-51,5%
Ripristini di valore	(53)	(2)	(51)	-
Totale	**7.447**	**8.507**	**(1.060)**	**-12,5%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Il decremento della voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2022 risente essenzialmente:

- delle svalutazioni effettuate nel 2021 su taluni impianti specifici o talune CGU in Italia (989 milioni di euro), Spagna (1.488 milioni di euro), Messico (155 milioni di euro), Cile (32 milioni di euro) e Australia (30 milioni di euro);
- delle svalutazioni attuate nel 2021 in Costa Rica (126 milioni di euro) sull'impianto idroelettrico in concessione di PH Chucas.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dei maggiori ammortamenti rilevati in Italia per effetto di un'accelerazione delle aliquote di ammortamento dei

contatori elettronici di prima generazione, cosiddetti "1G", al fine di tener conto delle tempistiche di installazione dei contatori 2G previste nel piano Open Meter;
- degli ammortamenti di attività materiali per effetto dei nuovi investimenti realizzati negli ultimi anni nel settore delle energie rinnovabili in America Latina, Nord America e Spagna;
- degli adeguamenti di valore delle attività nette riferite a Enel Generación Costanera SA (174 milioni di euro) e Central Dock Sud SA (116 milioni di euro) in Argentina, e Celg Distribuição SA - Celg-D (per 827 milioni di euro) e CGT Fortaleza in Brasile (73 milioni di euro).

12.f Altri costi operativi - *Euro 4.685 milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	2.216	41	2.175	-
Oneri di sistema - Certificati di Efficienza Energetica	182	239	(57)	-23,8%
Oneri di sistema - Certificati verdi	-	-	-	-
Oneri di sistema - Garanzie di origine	112	26	86	-
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	166	75	91	-
Imposte e tasse	1.107	1.099	8	0,7%
Altri	902	488	414	84,8%
Totale	**4.685**	**1.968**	**2.717**	**-**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Gli altri costi operativi si incrementano di 2.717 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per effetto:
- dei maggiori oneri di compliance ambientale in Italia e Spagna (2.178 milioni di euro) in relazione all'aumento dei prezzi della commodity CO_2 e all'incremento della produzione termoelettrica riconducibile principalmente alla necessità di compensare una scarsa idraulicità del periodo;
- delle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (208 milioni di euro) e CGT Fortaleza in Brasile (135 milioni di euro).

12.g Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (3.415) milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Personale	(1.184)	(998)	(186)	-18,6%
Materiali	(1.258)	(1.079)	(179)	-16,6%
Altri	(973)	(964)	(9)	-0,9%
Totale	**(3.415)**	**(3.041)**	**(374)**	**-12,3%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei costi afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Gli oneri capitalizzati si incrementano di 374 milioni di euro principalmente per effetto:
- dei maggiori investimenti sugli impianti rinnovabili principalmente in Italia, Spagna e Nord America;
- dell'incremento degli investimenti relativi alle linee di distribuzione in America Latina;
- dell'incremento degli investimenti in Italia nel settore della distribuzione, per l'incremento delle nuove connessioni ai clienti e per il miglioramento della qualità del servizio (attraverso i progetti e-grid e DSO 4.0).

13. Risultati netti da contratti su commodity – *Euro 2.365 milioni*

Milioni di euro

	2022	2021[1]	2022-2021	
Derivati su commodity				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	23.124	11.456	11.668	-
- oneri su derivati chiusi nel periodo	18.929	9.331	9.598	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo	**4.195**	**2.125**	**2.070**	**97,4%**
- proventi su derivati outstanding	(2.479)	4.572	(7.051)	-
- oneri su derivati outstanding	223	2.266	(2.043)	-90,2%
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	**(2.702)**	**2.306**	**(5.008)**	**-**
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	5.182	(18.386)	23.568	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	(4.310)	16.478	(20.788)	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	**872**	**(1.908)**	**2.780**	**-**
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	**2.365**	**2.523**	**(158)**	**-6,3%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati netti da contratti su commodity afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a 2.365 milioni di euro nel 2022 (risultati netti positivi per 2.523 milioni di euro nel 2021), e sono così composti:

- proventi netti su derivati su commodity pari complessivamente a 1.493 milioni di euro (proventi netti per 4.431 milioni di euro nel 2021), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati proventi netti su derivati chiusi nel periodo per 4.195 milioni di euro (proventi netti per 2.125 milioni di euro nel 2021) e oneri netti da valutazione su derivati outstanding per 2.702 milioni di euro (proventi netti per 2.306 milioni di euro nel 2021);
- risultati netti positivi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 872 milioni di euro (risultati netti negativi per 1.908 milioni di euro nel 2021).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – *Euro (296) milioni*

Milioni di euro

	2022	2021[1]	2022-2021	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	1.442	2.097	(655)	-31,2%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.676	620	1.056	-
Totale proventi	**3.118**	**2.717**	**401**	**14,8%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(1.744)	(599)	(1.145)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.670)	(657)	(1.013)	-
Totale oneri	**(3.414)**	**(1.256)**	**(2.158)**	**-**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(296)**	**1.461**	**(1.757)**	**-**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato oneri netti per 296 milioni di euro nel 2022 (proventi netti per 1.461 milioni di euro nel 2021) e sono così composti:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 302 milioni di euro (proventi netti per 1.498 milioni di euro nel 2021) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;
- proventi netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 6 milioni di euro (oneri netti 37 milioni di euro nel 2021).

I risultati netti, rilevati nel 2022 e nell'esercizio precedente, sia su derivati di copertura sia al fair value a Conto economico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

15. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – *Euro (2.160) milioni*

ICE IRF

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2022	2021[1]	2022-2021	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	158	117	41	35,0%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	201	80	121	-
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**359**	**197**	**162**	**82,2%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	**-**	**-**	**-**	**-**
Differenze positive di cambio	**2.289**	**1.212**	**1.077**	**88,9%**
Proventi da partecipazioni	**1**	**6**	**(5)**	**-83,3%**
Proventi da iperinflazione	**1.739**	**824**	**915**	**-**
Altri proventi	**781**	**447**	**334**	**74,7%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**5.169**	**2.686**	**2.483**	**92,4%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" degli altri proventi finanziari afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Gli altri proventi finanziari, pari a 5.169 milioni di euro, registrano un incremento di 2.483 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- all'aumento dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 1.077 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Finance International (728 milioni di euro) ed Enel Américas (222 milioni di euro);
- all'incremento dei proventi da iperinflazione per 915 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 4 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022;
- all'aumento degli interessi attivi al tasso effettivo, per 162 milioni di euro, principalmente relativo a investimenti finanziari a breve;
- all'aumento di altri proventi relativo principalmente all'adeguamento di valore di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge, per 123 milioni di euro.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2022	2021[1]	2022-2021	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	509	322	187	58,1%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.884	1.877	7	0,4%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	235	134	101	75,4%
Totale interessi passivi	**2.628**	**2.333**	**295**	**12,6%**
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	**-**	**702**	**(702)**	**-**
Differenze negative di cambio	**2.179**	**2.551**	**(372)**	**-14,6%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**145**	**105**	**40**	**38,1%**
Attualizzazione altri fondi	**201**	**126**	**75**	**59,5%**
Oneri da partecipazioni	**-**	**-**	**-**	**-**
Oneri da iperinflazione	**1.449**	**804**	**645**	**80,2%**
Altri oneri	**727**	**270**	**457**	**-**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**7.329**	**6.891**	**438**	**6,4%**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" degli altri oneri finanziari afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Gli altri oneri finanziari, pari a 7.329 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 438 milioni di euro rispetto al 2021 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- all'incremento degli oneri da iperinflazione per 645 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 4 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2022;
- all'incremento degli interessi passivi per 295 milioni di euro, principalmente relativo all'aumento dei tassi di interesse conseguente alle politiche monetarie restrittive implementate per fronteggiare le crescenti pressioni inflattive;
- all'incremento di altri oneri, riferito per 63 milioni di euro in Argentina principalmente ai maggiori oneri finanziari verso CAMMESA, per 65 milioni di euro in Brasile soprattutto ai maggiori oneri derivanti dal contenzioso PIS/COFINS, nonché per 43 milioni di euro in Enel Produzione ai maggiori oneri finanziari relativi all'adeguamento di valore del credito finanziario afferente alla cessione di Slovak Power Holding.

Tali effetti sono sostanzialmente compensati dalla riduzione di oneri connessi alla rilevazione, nell'esercizio 2021, degli oneri su operazioni di gestione del debito (702 milioni di euro).

16. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 4 milioni*

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Proventi da partecipazione in società collegate	145	624	(479)	-76,8%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(141)	(53)	(88)	-
Totale	**4**	**571**	**(567)**	**-99,3%**

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel 2022 è positiva per complessivi 4 milioni di euro e registra un decremento pari a 567 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
Tale variazione è da riferire essenzialmente alla riduzione dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo relativi a Slovak Power Holding (per 587 milioni di euro), fortemente penalizzati dal forte rialzo dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato spot, lievemente compensata dall'incremento dei risultati *pro quota* delle società spagnole (per 20 milioni di euro) e di Rusenergosbyt (per 19 milioni di euro).

CE
IRF

17. Imposte – *Euro 3.523 milioni*

Milioni di euro				
	2022	**2021[1]**	**2022-2021**	
Imposte correnti	3.025	2.007	1.018	50,7%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(233)	145	(378)	-
Totale imposte correnti	**2.792**	**2.152**	**640**	**29,7%**
Imposte differite	342	304	38	12,5%
Imposte anticipate	389	(836)	1.225	-
TOTALE	**3.523**	**1.620**	**1.903**	**-**

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle imposte afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2022 è del 40%, a fronte di un'incidenza del 30% nel 2021. Tale maggiore incidenza risente principalmente dei seguenti fenomeni:

- il diverso impatto fiscale degli adeguamenti di valore e dei risultati delle operazioni di Merger & Acquisition registrati nel periodo rispetto all'anno precedente;
- i maggiori costi sostenuti in Italia per il contributo straordinario contro il caro bollette, previsto dalla legge n. 51/2022 (circa 121 milioni di euro) e per il contributo di solidarietà previsto dalla legge n. 197/2022 (circa 599 milioni di euro);
- l'effetto delle aliquote estere superiori a quella teorica italiana;
- il minor credito fiscale per eliminare la doppia imposizione sui dividendi in Enel Iberia (60 milioni di euro);
- l'effetto fiscale derivante dall'applicazione dell'iperinflazione in Argentina (30 milioni di euro).

Gli effetti negativi sono stati in parte compensati:

- dall'impatto fiscale relativo alla cessione della partecipazione in Ufinet, Gridspertise e Mooney (190 milioni di euro);
- dall'effetto fiscale derivante dal regime di Patent Box in Italia (65 milioni di euro);
- dalla fiscalità anticipata rilevata sull'operazione di carve out di Enel X Way in Nord America (60 milioni di euro).

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 25.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro				
	2022		**2021[1]**	
Risultato prima delle imposte	**8.741**		**5.378**	
Imposte teoriche	2.098	24%	1.291	24%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	399		(229)	
Effetto netto su fiscalità differita rilevata con sfasamento temporale	-		70	
Riforme fiscali Argentina e Colombia	-		166	
Adeguamento del credito fiscale di Enel Iberia	-		211	
Regime fiscale agevolato su plusvalenza Open Fiber	-		(401)	
Regime fiscale agevolato su plusvalenze Ufinet, Gridspertise e Mooney	(190)		-	
Fiscalità anticipata rilevata sull'operazione di carve out Enel X Way	(60)		-	
Patent Box in Italia	(65)		-	
Imposte anticipate non iscritte su perdite fiscali	-		75	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	30		49	
Effetto fiscale per minusvalenza indeducibile Matimba	20		-	
Reversal tax credit per l'operazione Astrid	-		25	
Effetto fiscale per accantonamenti per rischi non deducibili in Spagna	30		-	
IRAP	260		276	
Contributo straordinario caro bollette	121		-	
Contributo di solidarietà	599		-	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	281		81	
Effetto rideterminazione dati comparativi discontinued operation	-		6	
Totale	**3.523**		**1.620**	

(1) Il dato relativo all'esercizio 2021 è stato rideterminato, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" delle imposte afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

18. 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 2022 è pari a 7.153.795 del valore nominale di 1 euro (4.889.152 al 31 dicembre 2021).

Milioni di euro		
	2022	**2021**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	**1.682**	**3.189**
di cui:		
- continuing operation	*3.637*	*3.097*
- discontinued operation	*(1.955)*	*92*
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(123)	(71)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**1.559**	**3.118**
di cui:		
- continuing operation	*3.514*	*3.026*
- discontinued operation	*(1.955)*	*92*
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	(6.287.027)	(4.111.452)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	145.119	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.160.538.038**	**10.162.568.494**
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**1.559**	**3.118**
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	**1.559**	**3.118**
di cui:		
- continuing operation	*3.514*	*3.026*
- discontinued operation	*(1.955)*	*92*
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.160.538.038**	**10.162.568.494**
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	**10.160.538.038**	**10.162.568.494**
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,15	0,31
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,35	0,30
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	(0,20)	0,01
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,15	0,31
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,35	0,30
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	(0,20)	0,01

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

19. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 88.521 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relative all'esercizio 2022 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	643	11.115	163.443	547	1.551	3.722	482	11.819	193.322
Fondo ammortamento	-	5.650	100.069	396	1.188	1.093	354	-	108.750
Consistenza al 31.12.2021	**643**	**5.465**	**63.374**	**151**	**363**	**2.629**	**128**	**11.819**	**84.572**
Investimenti	3	43	2.125	32	115	-	7	8.905	11.230
Passaggi in esercizio	27	804	5.078	7	22	27	49	(6.014)	-
Differenze di cambio	(2)	163	322	1	(20)	86	1	133	684
Variazioni perimetro di consolidamento	4	46	700	-	2	(9)	-	(122)	621
Dismissioni	(1)	(12)	(89)	(1)	(8)	(96)	-	(63)	(270)
Ammortamenti	-	(215)	(3.893)	(24)	(90)	(336)	(43)	-	(4.601)
Impairment	1	-	(153)	-	(1)	-	-	(49)	(202)
Ripristini di valore	(1)	-	47	-	-	-	-	-	46
Altri movimenti	1	23	714	2	38	552	(3)	345	1.672
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(46)	(430)	(3.540)	(5)	(129)	(91)	-	(990)	(5.231)
Totale variazioni	**(14)**	**422**	**1.311**	**12**	**(71)**	**133**	**11**	**2.145**	**3.949**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	629	11.606	165.370	572	1.439	4.021	547	13.964	198.148
Fondo ammortamento	-	5.719	100.685	409	1.147	1.259	408	-	109.627
Consistenza al 31.12.2022	**629**	**5.887**	**64.685**	**163**	**292**	**2.762**	**139**	**13.964**	**88.521**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.409 milioni di euro (7.946 milioni di euro al 31 dicembre 2021), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 3.456 milioni di euro (3.672 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 4.228 milioni di euro (3.506 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 21.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2022 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 13.329 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2021 di 1.128 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	661	550	111	20,2%
- idroelettrici	435	402	33	8,2%
- geotermoelettrici	121	120	1	0,8%
- nucleari	134	157	(23)	-14,6%
- con fonti energetiche alternative	5.189	4.947	242	4,9%
Totale impianti di produzione	**6.540**	**6.176**	**364**	**5,9%**
Reti di distribuzione di energia elettrica[1]	4.483	4.389	94	2,1%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	373	285	88	30,9%
Enel X Way (e-Mobility)	113	82	31	37,8%
Customer Retail	721	643	78	12,1%
Altro	1.099	626	473	75,6%
TOTALE[2]	**13.329**	**12.201**	**1.128**	**9,2%**

(1) I valori del 2022 non considerano 1.174 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (907 milioni di euro nel 2021).
(2) Il dato del 2022 include 156 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (111 milioni di euro nel 2021).

Il Gruppo Enel, in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, guidato da obiettivi di efficienza energetica e di transizione energetica, ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche alternative. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono infatti principalmente a impianti solari negli Stati Uniti, in Italia, in Spagna, in Colombia, in Perù, in Cile, in Brasile, in Sudafrica e in Australia. Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli e quindi investire sulla resilienza delle reti, il Gruppo ha continuato a investire nella Linea di Business della Distribuzione (4.483 milioni di euro). L'incremento di 94 milioni di euro è riconducibile soprattutto ai maggiori investimenti in Italia, Brasile e Perù, principalmente per manutenzione correttiva e affidabilità della rete.
L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia nei business e-City ed e-Home, in Nord America e Australia per effetto dei maggiori Capex industriali del Battery Energy Storage per la realizzazione di nuovi progetti, in Brasile per l'effetto delle maggiori spese che sono state sostenute nei business Smart Lighting, e-Home e Distributed Energy (avvio di nuovi progetti PV-Fotovoltaico), in Perù nel business dell'illuminazione pubblica, in Colombia a seguito dell'avvio di nuovi progetti nel business Distributed Energy (PV-Fotovoltaico) e in Spagna nel business e-Home.
I maggiori investimenti di Enel X Way sono riferiti alla realizzazione di nuovi punti di ricarica relativi alla mobilità elettrica prevalentemente in Spagna.
La variazione della voce "Altro" accoglie principalmente gli investimenti effettuati nel corso dell'anno nei sistemi di accumulo dell'energia a batteria (BESS) in Italia e Nord America.

L'impatto positivo dei cambi è di 684 milioni di euro.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2022 si riferiscono principalmente all'acquisizione della società ERG Hydro Srl (ora confluita in Enel Produzione) in Italia e alla vendita di Thar Surya 1 Private Limited in India.

Gli impairment risultano pari a 202 milioni di euro e sono riconducibili prevalentemente all'adeguamento di valore effettuato in Spagna sugli asset presenti nei territori extrapeninsulari delle Isole Baleari, delle Canarie, di Ceuta e Melilla e del Terminal Portuario de Los Barrios, e in Colombia per la Sociedad Portuaria Central Cartagena SA, controllata da Enel Colombia, che terminerà le sue operazioni commerciali a partire da novembre 2023; per tale ragione al 31 dicembre 2022 il valore contabile degli "Impianti e macchinari" è stato sottoposto a svalutazione. Inoltre, l'impairment include le svalutazioni connesse agli asset di Enel Produzione riferiti alle centrali a carbone di Torrevaldaliga Nord, Fusina e Brindisi Sud.

La "Riclassifica da/ad attività possedute per la vendita" è da riferirsi principalmente a tutti gli asset presenti nelle società in Romania, Grecia e di Enel Russia, quest'ultima venduta nel corso dell'ultimo trimestre 2022. In aggiunta accoglie prevalentemente la riclassifica come possedute per la vendita degli asset delle società Enel Generación Costanera SA e Central Dock Sud SA in Argentina, 3SUN Srl in Italia, Avikiran Solar India Private Limited in India e delle società Bungala in Australia.

Gli "Altri movimenti" includono l'accantonamento degli oneri smantellamento e ripristino impianti per un importo negativo di 302 milioni di euro principalmente in Spagna e in Nord America, i nuovi contratti di leasing per 585 milioni di euro, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 1.081 milioni di euro nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 260 milioni di euro (182 milioni di euro nel 2021), di seguito dettagliati.

Milioni di euro						
	2022	**Tasso %**	**2021**	**Tasso %**	**2022-2021**	
EGP North America	83	0,5%	17	0,2%	66	-
EGP México	14	7,0%	10	4,3%	4	40,0%
EGP South Africa	22	6,3%	61	6,3%	(39)	-63,9%
Gruppo Enel Américas	50	3,2%	23	3,7%	27	-
Gruppo Enel Chile	91	6,1%	80	7,0%	11	13,8%
Gruppo Endesa	5	1,4%	4	1,5%	1	25,0%
Gruppo Enel Russia	-		18	8,5%	(18)	-
Gruppo EGP India	7	9,9%	8	8,3%	(1)	-12,5%
Gruppo EGP Australia	-		1	0,2%	(1)	-
Enel Produzione	1	2,1%	2	2,1%	(1)	-50,0%
C&C Uno Energy Srl	1	3,1%	-		1	-
Nuove Energie	2	1,6%	1	0,5%	1	-
Enel Green Power Italia	6	3,6%	5	3,3%	1	20,0%
Enel Finance International	-		12	1,8%	(12)	-
Totale[1]	**282**		**242**		**40**	**16,5%**

(1) Il valore totale del 2022 include anche 22 milioni di euro riferiti ad attività possedute per la vendita (il valore dell 2021 include anche -5 milioni di euro di oneri finanziari capitalizzati relativi a immobilizzazioni immateriali, 4 milioni di euro riferito ad altre attività non correnti e 61 milioni di euro riferiti ad attività possedute per la vendita).

Al 31 dicembre 2022, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 2.926 milioni di euro.

20. Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica in Brasile e Costa Rica.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni:

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale riconosciuto tra le attività da contratti con clienti al 31.12.2022	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2022	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2022
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1996-2026	4 anni	Sì	116	1.138	453
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	6 anni	Sì	86	876	459
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	24 anni	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	24 anni	No	-	26	-
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	25 anni	No	-	276	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	6 anni	Sì	290	1.318	544
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	9 anni	No	-	103	44
Totale							**492**	**3.742**	**1.500**

Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

21. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2022.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2021	**1.147**	**517**	**441**	**524**	**2.629**
Incrementi	289	172	(1)	138	598
Differenza cambi	63	6	11	6	86
Ammortamento	(48)	(120)	(36)	(132)	(336)
Altri movimenti	(139)	(62)	9	(23)	(215)
Totale al 31.12.2022	**1.312**	**513**	**424**	**513**	**2.762**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue:

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2021	**2.547**
Incrementi	445
Pagamenti	(310)
Altri movimenti	(10)
Totale al 31.12.2022	**2.672**
di cui a medio-lungo termine	*2.409*
di cui a breve termine	*263*

Milioni di euro	
	2022
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	327
Interessi passivi sulle passività del leasing	96
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	59
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	-
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	32
Totale	**514**

ISP
IRF

22. Investimenti immobiliari - *Euro 94 milioni*

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	129
Fondo ammortamento	38
Consistenza al 31.12.2021	**91**
Differenze di cambio	1
Ammortamenti	(2)
Impairment	-
Altri movimenti	4
Totale variazioni	**3**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	116
Fondo ammortamento	22
Consistenza al 31.12.2022	**94**

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2022 ammontano a 94 milioni di euro e presentano un incremento pari a 3 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna, Brasile e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre, si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie.

La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta alle perdite di valore di alcuni asset in Spagna e all'ammortamento dell'anno.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 52 "Attività e passività misurate al fair value" e 52.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

SP RF VChain

23. Attività immateriali – *Euro 17.520 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2022 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	43	3.512	12.842	5.781	5.092	-	1.760	2.063	31.093
Fondo ammortamento	23	2.771	1.721	3.683	3.708	-	-	1.117	13.023
Consistenza al 31.12.2021	**20**	**741**	**11.121**	**2.098**	**1.384**	**-**	**1.760**	**946**	**18.070**
Investimenti	49	82	151	-	131	-	784	746	1.943
Passaggi in esercizio	19	263	14	-	396	-	(694)	2	-
Differenze di cambio	-	(7)	250	234	14	-	(3)	-	488
Variazioni perimetro di consolidamento	-	1	171	-	-	-	2	-	174
Dismissioni	-	(1)	-	(15)	(1)	-	(50)	-	(67)
Ammortamenti	(4)	(326)	(216)	(381)	(356)	-	-	(375)	(1.658)
Impairment	-	-	(1)	-	(6)	-	(6)	-	(13)
Ripristini di valore	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	3	(23)	10	481	44	-	42	11	568
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(8)	(67)	(705)	(917)	(174)	-	(88)	(26)	(1.985)
Totale variazioni	**59**	**(78)**	**(326)**	**(598)**	**48**	**-**	**(13)**	**358**	**(550)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	101	3.697	12.646	5.261	5.279	-	1.747	2.831	31.562
Fondo ammortamento	22	3.034	1.851	3.761	3.847	-	-	1.527	14.042
Consistenza al 31.12.2022	**79**	**663**	**10.795**	**1.500**	**1.432**	**-**	**1.747**	**1.304**	**17.520**

Il portafoglio di proprietà intellettuale (anche definita "IP") di Enel comprende un complesso di informazioni funzionali a una crescita sostenibile. L'ecosistema di Open Innovability® genera innovazione attraverso la creazione e la condivisione di soluzioni interne ed esterne che danno vita a un flusso di invenzioni che trovano negli strumenti della proprietà intellettuale tutela e valorizzazione.

Al 31 dicembre 2022 il Gruppo dispone, complessivamente, di 883 brevetti per invenzione industriale, appartenenti a 163 famiglie brevettuali; di questi, 711 sono titoli concessi e 172 domande pendenti. Si tratta di un portafoglio che assicura protezione su tutti i mercati in cui il Gruppo è presente. Il portafoglio IP di Enel comprende anche 23 modelli di utilità e 194 registrazioni di design. Unitamente ai brevetti, ai modelli di utilità e ai design figurano tra i diritti di IP anche segreti industriali di natura sia tecnica sia commerciale che vengono costantemente codificati e manutenuti in linea con quanto previsto dalla procedura organizzativa di Trade Secrets Management. Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo è titolare di 2.027 registrazioni, di cui 1.642 già concesse e 385 domande pendenti.

Enel ha consolidato i processi di gestione della generazione e dello sfruttamento dei diritti di proprietà intellettuale all'interno delle procedure organizzative Intellectual Property Management e Trade Secrets Management. Entrambe le procedure organizzative guardano al capitale umano come elemento essenziale nella creazione di IP e mirano a incentivare la partecipazione dei dipendenti al processo inventivo, responsabilizzandoli sull'importanza strategica di tutti i trovati.

Nel corso dell'anno 2022, l'attività di codifica e protezione della proprietà intellettuale è proseguita in tutte le Linee di Business Globali. In particolare:

- Enel X Global Retail ha incentrato la propria attività sulle piattaforme strategiche, codificando diritti d'autore sulla Big Data Platform, contenitore di dati strategici per tutte le unità di business di Enel X, e X Customer, gestionale globale dei clienti Enel X. In tema di Circular Economy, in Enel X sono stati protetti ai sensi del diritto d'autore gli schemi di circolarità unitamente ai relativi punteggi e meccanismi di funzionamento. Nell'ambito della telemedicina, è stato registrato un design multiplo in Unione Europea sulle interfacce grafiche della app "Smart Axistance eWell" che consente di offrire agli utenti un pacchetto completo di wellness.
- In Enel Green Power and Thermal Generation, si evidenziano nel corso dell'esercizio:
  - nel settore fotovoltaico, (i) una domanda di brevetto per invenzione industriale e una di design su una soluzione che automatizza il processo di installazione dei

pannelli fotovoltaici in campo, diminuendo i tempi e i costi di installazione e aumentando la sicurezza degli operatori; (ii) una domanda di brevetto in contitolarità con il Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) relativa a un sistema che permette di ottimizzare la rimozione e l'inserimento automatico della barra di fissaggio ("wafer bar holder") della cassetta utilizzata per il processo dei wafer nelle cappe chimiche. Prosegue, inoltre, nella fabbrica di 3SUN la generazione e protezione, principalmente sotto forma di segreto industriale, del know-how tecnologico necessario per il progetto Gigafactory;
  - nella generazione idroelettrica, una domanda di brevetto per modello di utilità, relativo a una soluzione robotica che agevola il controllo degli impianti, consentendo l'ispezione di tutti i luoghi difficilmente accessibili per il personale, come chiocciole idroelettriche, palette distributore o condotte idroelettriche di piccolo diametro.
- Enel Grids ha depositato nel 2022 due domande di brevetto per invenzioni: una in ambito di asset recognition e anomaly detection delle reti e degli eventi di rete (progetto ODIN) e l'altra nel campo dei dispositivi di sicurezza per operai che lavorano in altezza. Si segnalano inoltre: (i) la registrazione del design della nuova cabina stradale sostenibile, che sarà implementata utilizzando materiali riciclati per ridurre l'impatto ambientale e (ii) il deposito della domanda di un brevetto per modello di utilità in ambito sicurezza, consistente in un metodo per la delimitazione dei cantieri stradali. Sempre nell'anno, Gridspertise ha consolidato il proprio portafoglio IP depositando una domanda di brevetto relativo al device Quantum Edge - Qed® che, sfruttando l'edge computing per digitalizzare i componenti fisici delle sottostazioni secondarie, riduce i costi di installazione, formazione, funzionamento e manutenzione e aumenta l'affidabilità della rete.
- Global e-Mobility ha protetto i dispositivi di ricarica domestica intelligente JuiceBox DC e JuiceBox 4.0 rispettivamente attraverso: (i) un design internazionale registrato in Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti e (ii) un design internazionale registrato in Canada, Messico e Stati Uniti. L'attività di protezione della proprietà intellettuale sulle stazioni di ricarica per veicoli elettrici si è estesa anche alla registrazione in Unione Europea e negli Stati Uniti dei design dei prodotti JuiceMedia 2.0 e JuiceMod.
- Enel Global Services ha depositato in Italia una domanda di brevetto per invenzione industriale sul metodo di gestione dell'innovazione, protetto anche come marchio denominativo ENEL OOPS...! INNOVATION®. Tale metodo si basa sul perfezionamento dei processi industriali attraverso gli strumenti dell'Open Innovability®.

Più in generale, il Gruppo continua a investire risorse nello sviluppo di soluzioni a elevata densità di IP che si attesta principalmente nelle forme di protezione autoriale e segreto industriale su database e algoritmi di previsione dei mercati elettrici e gas, modelli quantitativi avanzati che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset/attività produttive. In particolare, si segnalano modelli di sviluppo che hanno l'obiettivo di: (i) caratterizzare la capacità di un asset di 'resistere' ai possibili effetti del cambiamento climatico; (ii) quantificare la probabilità che un evento o una combinazione di eventi climatici danneggi l'impianto; e (iii) fornire un indice di 'debolezza' dell'asset, anche distribuito, con un approccio tecnico specifico per dare priorità alle azioni/campi di miglioramento.

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 2022.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2022	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.678	5.673
Enel Colombia (ex Codensa)	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.047	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.331	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	584	548

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.640 milioni di euro (8.633 milioni di euro al 31 dicembre 2021) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.047 milioni di euro), Cile (1.331 milioni di euro) e Perù (584 milioni di euro), 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 appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è riferita principalmente alla variazione del tasso di cambio. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 20.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2022 si riferiscono principalmente all'acquisizione, in Italia, da parte di Enel Produzione, di ERG Hydro Srl (ora confluita in Enel Produzione), in seguito alla quale è incrementato il valore attribuito alle concessioni idroelettriche per 170 milioni di euro.

Gli "Impairment" ammontano nel 2022 a 13 milioni di euro, prevalentemente riferiti a immobilizzazioni in corso cui il management ha deciso di rinunciare e di non portare avanti; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 12.e.

Gli "Altri movimenti" accolgono prevalentemente i costi di progettazione connessi all'acquisizione di talune società veicolo brasiliane e l'adeguamento dei valori delle attività immateriali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata.

24. Avviamento - *Euro 13.742 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2021			Variazioni perimetro	Differ. cambio	Impairment	Offsetting costo storico con fondo impairment	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2022		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto							Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Iberia Penisola	11.177	(2.392)	8.785	-	-	-	-		-	11.177	(2.392)	8.785
Cile	1.209	-	1.209	-	42	-	-	(61)	(42)	1.148	-	1.148
Argentina	275	(253)	22	-	(1)	-	-	-	-	274	(253)	21
Perù	566	-	566	-	4	-	-	-	1	571	-	571
Colombia	527	-	527	-	(9)	-	-	-	-	518	-	518
Brasile	1.303	-	1.303	-	95	-	-	(85)	-	1.313	-	1.313
Centro America	25	-	25	-	2	-	-	-	(1)	26	-	26
Messico	18	(18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord America Enel Green Power	70	-	70	-	-	-	-	-	-	70	-	70
Nord America Enel X	199	-	199	-	13	-	-	-	(70)	142	-	142
Nord America Enel X Way	-	-	-	-	-	-	-		70	70	-	70
Asia Pacifico Enel X	84	-	84	-	-	-	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[(1)]	46	(3)	43	-	-	-	-	-	-	43	-	43
Italia Enel X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia Mercato[(2)]	580	-	580	1	-	-	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Green Power	21	-	21	-	-	-	-	-	-	21	-	21
Italia Enel Produzione	-	-	-	349	-	-	-	-	-	349	-	349
Romania	400	(13)	387	17	1	-	-	(404)	(1)	-	-	-
Totale	**16.500**	**(2.679)**	**13.821**	**367**	**147**	**-**	**-**	**(550)**	**(43)**	**16.387**	**(2.645)**	**13.742**

(1) Include Viva Labs.
(2) Include Enel Energia.

Matrice avviamento al 31.12.2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	581	-	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	-	8.785
Argentina	-	2	19	-	-	-	21
Brasile	-	478	835	-	-	-	1.313
Cile	-	996	152	-	-	-	1.148
Colombia	-	295	223	-	-	-	518
Perù	44	207	320	-	-	-	571
Centro America	-	26	-	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	-	142	-	142
Nord America Enel X Way	-	-	-	-	-	70	70
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	43
Totale	**44**	**3.634**	**7.337**	**2.388**	**269**	**70**	**13.742**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include Viva Labs.

Matrice avviamento al 31.12.2021

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	580	-	-	580
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	22
Brasile	-	423	880	-	-	-	1.303
Cile	-	996	213	-	-	-	1.209
Colombia	-	304	223	-	-	-	527
Perù	44	202	320	-	-	-	566
Centro America	-	25	-	-	-	-	25
Romania	-	-	330	57	-	-	387
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	-	199	-	199
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	43
Totale	**44**	**3.234**	**7.773**	**2.444**	**326**	**-**	**13.821**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include Viva Labs.

Il decremento di 79 milioni di euro dell'avviamento è attribuibile maggiormente alla voce "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" (pari a -550 milioni di euro) il cui valore è attribuibile alla Romania (-404 milioni di euro) per la classificazione a discontinued operation, al Brasile (-85 milioni di euro) e al Cile (-61 milioni di euro) per la riclassifica come disponibili per la vendita rispettivamente di Enel Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) ed Enel Transmisión Chile, società oggetto poi di vendita nel corso del 2022. Tale impatto negativo è stato in parte compensato dall'incremento delle variazioni di perimetro dovuto principalmente all'acquisto di Enel Hydro Appennino Centrale Srl (349 milioni di euro) e dalle "Differenze cambio" positive (147 milioni di euro) da ricondursi principalmente a Brasile, Cile e Stati Uniti.

I criteri adottati per l'identificazione delle Cash Generating Unit (CGU) sono basati sulla revenue separation, ritenuto il criterio prevalente in considerazione della natura del business di riferimento tenendo anche conto delle regole di funzionamento e delle normative dei mercati in cui operano, e dell'organizzazione aziendale. Ai fini dei test di impairment relativi all'avviamento, le CGU identificate vengono raggruppate tenendo in considerazione le sinergie attese, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, entro il limite dei settori operativi identificati ai fini dell'informativa di settore.

Viene inoltre precisato che nel 2022 le CGU esistenti sono state oggetto di analisi approfondite, finalizzate alla valutazione circa l'eventuale presenza di cambiamenti significativi ai sensi dello IAS 36, paragrafo 72.
Tale analisi ha comportato una modifica delle CGU esistenti solo per Enel X Way, nuovo business globale nato dallo scorporo da Enel X della gestione della mobilità elettrica.
In particolare, è stata individuata la nuova CGU di Enel X Nord America.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU o gruppi di CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.
I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU o gruppi di CGU, e desumibili:

- per il periodo esplicito dal Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 21 novembre 2022, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test è pari a tre anni;
- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stimato in base alle specificità dei business relativi alle diverse CGU o gruppi di CGU sottoposte alla procedura di impairment:

- perpetuità, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e facilmente rinnovabili; e per i business Enel X ed Enel X Way, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- rendita annua, nel caso di CGU o gruppi di CGU caratterizzate prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media dei rapporti con i clienti; e per i business di generazione termica convenzionale (Generation and Trading). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato (g-rate) è pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

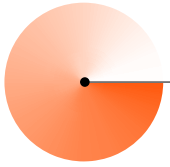
Il Gruppo ha confermato le direttrici strategiche fondate sui trend legati alla transizione energetica. L'impiego di capitali è stato infatti incentrato su:

- decarbonizzazione, con il progressivo sviluppo di energia rinnovabile e la contestuale uscita dalla produzione di energia elettrica a carbone e a gas (entro il 2040);
- elettrificazione dei consumi finali, con l'incentivazione di nuovi prodotti e servizi per i clienti, contestualmente alla graduale uscita dal business di vendita del gas ai consumatori finali (da completarsi entro il 2040);
- digitalizzazione e potenziamento delle reti di distribuzione, per far fronte alla transizione energetica in corso e garantire la qualità del servizio ai clienti.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Intensità emissioni GHG Scope 1 relative alla produzione di energia	Produzione di elettricità	**98,2%** **delle emissioni** GHG Scope 1[2]	●○○› Breve termine (2025)	130 gCO_{2eq}/kWh	1,5 °C[3]	• Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2023-2025 (peso percentuale della capacità a carbone sulla capacità consolidata da circa il 7% nel 2022 a meno dello 0,5% nel 2025). • Investire 15 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 17 GW di nuova capacità rinnovabile (di cui circa 13 GW a livello consolidato) e 4 GW di BESS nel periodo 2023-2025, raggiungendo 75 GW di capacità rinnovabile (inclusi 4 GW di BESS) entro il 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	72 gCO_{2eq}/kWh (-80% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a un piano di investimenti a livello di Gruppo che si confermerà sui livelli annui del piano 2023-2025, raggiungendo al 2030 una capacità gestita di oltre 130 GW, portando così il parco di generazione del Gruppo a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili. • Uscire dal business della generazione a carbone entro il 2027 a livello globale.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% rinnovabile • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.
Intensità emissioni GHG Scope 1 e 3 relative a Integrated Power	Vendita di elettricità	**98,2%** **delle emissioni** GHG Scope 1 **73,4%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 3 (Fuel and energy related activities)	●○○› Breve termine (2025)	135 gCO_{2eq}/kWh	1,5 °C[3]	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo. • Aumentare da circa il 70% nel 2022 a circa il 90% nel 2025 la quota di vendita di energia a prezzo fisso coperta da fonti carbon-free nei Paesi "core", aumentando contestualmente i volumi di elettricità venduta a prezzo fisso da circa 185 TWh nel 2022 a circa 200 TWh nel 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	73 gCO_{2eq}/kWh (-78% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti incrementando la produzione da energie rinnovabili del Gruppo, raggiungendo al 2030 una capacità gestita di oltre 130 GW, portando così il parco di generazione del Gruppo a essere composto per circa l'85% da impianti rinnovabili. • Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon-free.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Raggiungere il 100% di vendita di energia coperta da fonti rinnovabili al 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Emissioni GHG assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale	Vendita di gas al cliente finale	**100%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 11 (Use of sold products)	●○○› Breve termine (2025)	20,9 $MtCO_{2eq}$	n.a[4]	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso tecnologie elettriche più efficienti (per es., pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il tasso di elettrificazione dei nostri clienti in Italia e Spagna dal 17% del 2022 a oltre il 20% del 2025. • Promuovere presso i clienti finali servizi che abilitano l'elettrificazione: incremento della capacità di storage "behind the meter" da circa 99 MW nel 2022 a circa 352 MW nel 2025, incremento della capacità di pannelli fotovoltaici installati presso clienti finali da circa 100 MW nel 2022 a circa 300 MW nel 2025, e aumento della capacità di demand response da circa 8,4 GW nel 2022 a circa 12,4 GW nel 2025. • Ridurre i volumi di gas venduti ai clienti finali dai circa 10,2 bcm nel 2022 a circa 4,3 bcm nel 2025. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), andando a ridurre i clienti del business gas retail da circa 6,5 milioni nel 2022 a circa 4,4 milioni nel 2025.
			●●○› Medio termine (2030)	11,4 $MtCO_{2eq}$ (-55% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso tecnologie elettriche più efficienti (per es., pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il tasso di elettrificazione dei nostri clienti in Italia e Spagna dal 17% del 2022 a oltre il 30% del 2030. • Proseguire nelle azione strategiche inviduate per il breve termine, continuando a promuovere presso i clienti finali servizi che abilitano l'elettrificazione dei consumi e raggiungendo una capacità di demand response al 2030 di oltre 20 GW. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), continuando nella riduzione dei volumi di gas venduti fino a raggiungere circa 3 bcm nel 2030.
			●●●› Lungo termine (2040)	0 $MtCO_{2eq}$ (-100% rispetto all'anno base 2017) Emissioni zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Puntare a raggiungere la vendita di elettricità 100% rinnovabile ai clienti finali entro il 2040. • Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal.

Target GHG	Attività di business principale	Fonti GHG coperte (GHG Protocol)[1]	Tempistiche	Target GHG	Scenario climatico	Principali driver e azioni
Emissioni aggiuntive Scope 1-2-3	• 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)	**0,4%** **delle emissioni** GHG Scope 1 **100%** **delle emissioni** GHG Scope 2 **28,6%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 1 (Purchase of goods and services) per il target 2030 e 43% per il target 2040[5] **26,6%** **delle emissioni** GHG Scope 3 - categoria 3 (Fuel and energy related activities)	●●○› Medio termine (2030)	10,4 $MtCO_{2eq}$ (-55% rispetto all'anno base 2017)	1,5 °C (certificato SBTi)	• Investire un totale di 15 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2023-2025, di cui l'11% per aumentare la digitalizzazione e il 47% per migliorare la resilienza e la qualità delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6-free. • Elettrificare la flotta e gli edifici entro il 2030. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento e 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 nostri fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GHG legate alla fornitura di carbone.
			Lungo termine (2040)	<2,5 $MtCO_{2eq}$ (-90% rispetto all'anno base 2017) Emissioni net zero	1,5 °C (certificato SBTi)	• Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6-free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento e 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 nostri 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 uscito il Gruppo completamente dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas ai clienti finali.



Copertura totale delle emissioni Scope 1-2-3 nel 2022

- 98,6% delle emissioni GHG Scope 1 (target 2025, 2030, 2040)
- 100% delle emissioni GHG Scope 2 (target 2030, 2040)
- 87% (target 2030) e 90% (target 2040) delle emissioni GHG Scope 3[5]

(1) Percentuali basate sulle emissioni totali di GHG nel 2022.
(2) Sono state escluse le emissioni GHG Scope 1 marginali non direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche, che rappresentano l'1,4% delle emissioni totali Scope 1 nel 2022. In ogni caso, le emissioni di GHG coperte da tutti i target sopracitati rappresentano complessivamente il 98,7% delle emissioni totali Scope 1 e 2 nel 2022, e pertanto superiore alla soglia del 95% richiesta dalla Science Based Target initiative (SBTi).
(3) Il target soddisfa il percorso di 1,5 °C stabilito dalla SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA), anche se non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione.
(4) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente perché la SBTi non certifica target con tempistiche inferiori a cinque anni dalla data di presentazione. Inoltre, la SBTi non ha definito un approccio di decarbonizzazione settoriale per queste tipologie di emissioni, per cui il livello di ambizione non può essere verificato.
(5) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GHG 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, mentre almeno il 90% per il target 2040.

Per quanto concerne le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity si conferma l'utilizzo di scenari "Paris reference".

In particolare, si considera al 2030 una crescita sostenuta del prezzo della CO_2, causata dalla progressiva riduzione dell'offerta di permessi a fronte di una crescente domanda, e una stabilizzazione dei prezzi del carbone dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno nei prossimi anni alla luce di un riallineamento tra domanda e offerta a livello globale. Infine, si prevede una progressiva stabilizzazione del prezzo del petrolio, di cui stimiamo il picco di domanda intorno al 2030.

Si evidenzia inoltre che il Gruppo ha tenuto conto, attraverso analisi di sensitività, anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo; in particolare:

- considerando un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica 2026-2050 in base alle specificità dei business interessati, tenendo in considerazione assunzioni relative all'aumento della temperatura dovuto al cambiamento climatico e ai trend legati alla transizione energetica;
- considerando variazioni della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica dei nostri asset in portafoglio, associate a ogni proiezione delle variabili climatiche e meteorologiche sottostanti (per es., temperatura, irradianza, velocità del vento e precipitazioni);
- il sostenimento dei costi accantonati per la dismissione degli impianti di generazione di elettricità da fonti fossili coerentemente con l'obiettivo di zero emissioni dirette (Scope 1) e indirette da attività retail (Scope 3).

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo.
Anche in tali circostanze sono stati rilevati risultati coerenti con le evidenze descritte in precedenza, riscontrando su tutte le CGU analizzate un'eccedenza positiva del valore d'uso rispetto al valore contabile, che garantisce la totale recuperabilità dei valori contabili delle stesse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]
	al 31.12.2022					al 31.12.2021				
Iberia Penisola	8.785	2,47%	6,10%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/13 anni G&T	8.785	1,64%	3,93%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/14 anni G&T
Cile	1.148	2,00%	8,45%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/5 anni G&T	1.209	2,02%	6,58%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/6 anni G&T
Argentina	21	45,70%	71,78%	3 anni	Perpetuità	22	24,11%	46,75%	3 anni	Perpetuità/8 anni G&T
Perù	571	2,25%	8,75%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/8 anni G&T	566	2,31%	6,64%	3 anni	Perpetuità/23 anni EGP/9 anni G&T
Colombia	518	3,20%	11,79%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/15 anni G&T	527	3,11%	8,82%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/16 anni G&T
Brasile	1.313	3,58%	11,22%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP	1.303	3,30%	9,09%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/7 anni G&T
Centro America	26	2,02%	9,66%	3 anni	18 anni	25	2,03%	7,85%	3 anni	19 anni
Nord America Enel Green Power	70	2,02%	6,48%	3 anni	25 anni	70	2,03%	5,01%	3 anni	26 anni
Nord America Enel X	142	2,02%	9,71%	3 anni	Perpetuità	199	2,03%	7,62%	3 anni	Perpetuità
Nord America Enel X Way	70	2,02%	11,53%	3 anni	Perpetuità	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Asia Pacifico Enel X	84	2,02%	10,39%	3 anni	Perpetuità	84	2,03%	8,81%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	43	1,62%	8,82%	3 anni	Perpetuità	43	1,70%	8,24%	3 anni	Perpetuità
Italia Enel Green Power	21	1,62%	6,39%	3 anni	Perpetuità/24 anni	21	1,52%	4,94%	3 anni	Perpetuità/23 anni
Italia Mercato	581	2,38%	10,88%	3 anni	15 anni	580	1,48%	9,14%	3 anni	15 anni
Italia Enel Produzione	349	1,64%	7,70%	3 anni	Perpetuità/15 anni	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Romania	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	387	2,06%	7,56%	3 anni	Perpetuità/25 anni
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36										
Iberia TNP (Territori Non Peninsulari)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	3,42%	5 anni	5 anni
Australia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	0,91%	5,50%	3 anni	25 anni
Messico	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	3,36%	8,77%	3 anni	24 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 (G&T = Generation and Trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).

25. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 10.925 milioni ed euro 9.542 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		Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazioni perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2021							**al 31.12.2022**
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.469	(90)	1	5	12	(10)	(74)	2.313
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	2.035	13	-	10	45	(19)	(128)	1.956
- perdite fiscalmente riportabili	785	158	-	-	46	3	(206)	786
- valutazione strumenti finanziari	2.248	91	522	4	2	67	(20)	2.914
- benefíci al personale	871	(70)	(78)	-	45	40	(10)	798
- altre partite	2.626	(464)	6	1	(7)	136	(140)	2.158
Totale	**11.034**	**(362)**	**451**	**20**	**143**	**217**	**(578)**	**10.925**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.538	148	2	110	(97)	273	(255)	5.719
- valutazione strumenti finanziari	1.527	28	(159)	-	2	110	(2)	1.506
- altre partite	2.194	188	6	(3)	38	78	(184)	2.317
Totale	**9.259**	**364**	**(151)**	**107**	**(57)**	**461**	**(441)**	**9.542**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**6.194**
Passività per imposte differite non compensabili	**4.612**
Passività per imposte differite nette compensabili	**199**

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2022, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 10.925 milioni di euro (11.034 milioni di euro al 31 dicembre 2021).
Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 109 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:

- del riversamento di imposte anticipate da parte di Enel Iberia, la capogruppo del consolidato fiscale in Spagna;
- dei riversamenti delle imposte anticipate sulle differenze di valore delle immobilizzazioni principalmente in Italia e America Latina;
- della riclassifica delle attività per imposte anticipate relative alle società classificate come disponibili per la vendita e discontinued operation nel corso dell'esercizio.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'impatto della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value

dei derivati di cash flow hedge, dall'impatto delle differenze cambio in America Latina e dalla fiscalità anticipata rilevata per la riorganizzazione societaria della nuova Linea di Business e-Mobility in Nord America e Spagna.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse e del periodo (1.129 milioni di euro) complessivamente pari a 352 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 9.542 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (9.259 milioni di euro al 31 dicembre 2021) 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 aumentano complessivamente di 283 milioni di euro, in particolare per effetto:

- dell'impatto delle riforme fiscali e dell'iperinflazione in Argentina;
- dell'effetto fiscale calcolato sull'allocazione del disavanzo di fusione per incorporazione della società Enel Hydro Appennino Centrale Srl.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'impatto della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge, dall'impatto delle differenze cambio in America Latina e dalla riclassifica delle passività per imposte differite relative alle società classificate come disponibili per la vendita e discontinued operation nel corso dell'esercizio.

26. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 1.281 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		Quota %	Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2021							al 31.12.2022	
Società a controllo congiunto									
Gridspertise Srl	–	–	–	299	–	–	–	299	50,0%
Mooney Group SpA	–	–	(17)	305	–	–	(69)	219	50,0%
Slovak Power Holding	–	50,0%	(65)	–	–	–	155	90	50,0%
Zacapa Topco Sàrl	114	20,6%	1	(114)	–	–	(1)	–	–
Società progetto Matimba	–	–	(3)	108	–	–	3	108	50,0%
Società progetto Kino	21	20,0%	(18)	–	–	–	13	16	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	12	43,8%	–	–	(7)	–	–	5	43,8%
Ewiva Srl	22	50,0%	(2)	–	–	–	–	20	50,0%
Drift Sand Wind Project	40	50,0%	2	–	–	–	3	45	50,0%
Front Marítim del Besòs	33	61,4%	(2)	–	–	–	–	31	61,4%
Rusenergosbyt	51	49,5%	64	–	(11)	–	(13)	91	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	18	32,0%	2	–	(2)	–	(7)	11	32,0%
PowerCrop	–	50,0%	16	–	–	–	(2)	14	50,0%
Totale società a controllo congiunto	**311**		**(22)**	**598**	**(20)**	**–**	**82**	**949**	

Milioni di euro		Quota %	Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2021							al 31.12.2022	
Società collegate									
CESI	59	42,7%	(3)	-	-	-	2	58	42,7%
Elecgas SA	15	50,0%	7	-	(15)	-	23	30	50,0%
GNL Chile SA	6	33,3%	7	-	-	-	1	14	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	4	50,0%	3	-	(2)	-	7	12	50,0%
Tecnatom	27	45,0%	-	-	-	(27)	-	-	-
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23,2%	1	-	(1)	-	-	13	23,2%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33,5%	4	-	(5)	-	-	9	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37,5%	3	-	(3)	-	(1)	7	37,5%
Cogenio Srl	12	20,0%	(1)	-	(4)	-	2	9	20,0%
Avikiran Surya India	-	-	-	28	-	-	(1)	27	51,0%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	-	-	-	(30)	-	-	30	-	-
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	4	20,0%	-	(5)	-	-	1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	121	20,0%	5	(59)	-	-	10	77	10,0%
Rocky Caney Holding	50	20,0%	5	(30)	-	-	(3)	22	10,0%
Altre minori	64		(5)	(12)	(7)	-	14	54	
Totale società collegate	**393**		**26**	**(108)**	**(37)**	**(27)**	**85**	**332**	
TOTALE	**704**		**4**	**490**	**(57)**	**(27)**	**167**	**1.281**	

L'incremento del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel 2022, è riconducibile prevalentemente:

- agli effetti positivi delle variazioni di perimetro registrate prevalentemente per:
  - l'acquisizione della partecipazione in Mooney; in particolare con il perfezionamento di tale operazione da parte di Enel X S.r.l e Banca 5 entrambe le società hanno acquisito il 50% della partecipazione in Mooney realizzando così un controllo congiunto sulla stessa. Successivamente, tutte le attività relative ai servizi finanziari di Enel X in Italia, commercializzate con il marchio Enel X Pay, sono state vendute a Mooney, creando così una joint fintech europea;
  - la rilevazione della partecipazione Gridspertise Srl in seguito alla cessione del 50% di tale società, precedentemente interamente detenuta, al fondo di private equity internazionale CVC Capital Partners Fund VIII (CVC);
  - la rilevazione della partecipazione nella joint venture che detiene le società del progetto Matimba precedentemente controllate dal Gruppo Enel;
  - la rilevazione della partecipazione della società indiana Avikiran Surya India Private Limited precedentemente controllata;
  - la riclassifica della partecipazione in Zacapa Topco per 114 milioni di euro nella voce "Partecipazioni in altre imprese", a seguito della cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della quota di partecipazione in Ufinet. Quindi, a valle di tale operazione Enel X International detiene una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet;
  - la vendita da parte di Enel X Chile SpA dell'intera partecipazione detenuta nelle società collegate Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA ed Enel X AMPCI Ebus Chile SpA;
  - la cessione del 50% delle quote di partecipazione detenute in EGPNA Renewable Energy Partners e in Rocky Caney Holding (che a seguito dell'operazione passano dal 20% al 10%);
- ai risultati di pertinenza del Gruppo delle società valutate con il metodo del patrimonio netto (per 4 milioni di euro), il cui maggior contributo è riconducibile a Rusenergosbyt, alle società PowerCrop e alle società spagnole;
- alle movimentazioni delle riserve OCI, riferite prevalentemente a Slovak Power Holding, a seguito dell'andamento positivo del fair value dei derivati di cash flow hedge, e alle società spagnole.

Tali effetti positivi sono stati principalmente compensati:

- dai dividendi distribuiti nel periodo (per 57 milioni di euro), principalmente da Rusenergosbyt e da alcune società spagnole;

- dalla riclassifica della partecipazione nella società spagnola Tecnatom (per 27 milioni di euro) tra le "Attività classificate come possedute per la vendita".

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	12.376	12.194	1.444	1.854	13.820	14.048
Gridspertise Srl	94	-	192	-	286	-
Rusenergosbyt	3	3	285	141	288	144
Società progetto Matimba	114	-	-	-	114	-
Mooney Group SpA	880	-	449	-	1.329	-
Ewiva Srl	40	44	-	-	40	44
Società collegate						
CESI	191	198	25	28	216	226
Elecgas SA	332	370	222	188	554	558

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	5.184	3.417	(320)	190	(223)	137
Gridspertise Srl	334	-	12	-	8	-
Rusenergosbyt	2.919	2.288	170	112	137	90
Società progetto Matimba	34	-	(22)	-	(15)	-
Mooney Group SpA	224	-	(33)	-	(33)	-
Ewiva Srl	-	-	(4)	-	(4)	-
Società collegate						
CESI	155	140	(4)	(7)	(1)	(8)
Elecgas SA	26	25	20	15	14	11

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
4.950	6.762	6.620	5.369	11.570	12.131	2.250	1.917
9	-	198	-	207	-	79	-
-	-	165	120	165	120	123	24
-	-	-	-	-	-	114	-
1.086	-	575	-	1.661	-	(332)	-
-	-	-	-	-	-	40	44
24	25	90	-	114	25	102	201
327	408	167	120	494	528	60	30

27. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Contratti derivati attivi	3.970	2.772	14.830	22.791
Contratti derivati passivi	5.895	3.339	16.141	24.607

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 51 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

28. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Attività derivanti da contratti con i clienti	508	530	106	121
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.747	6.214	1.775	1.433

Le attività non correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (492 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 in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un'obbligazione di fare perché il bene venga completato e possa essere remunerato attraverso la tariffa. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2022 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 1.174 milioni di euro.

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (80 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 2022 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.127 milioni di euro) e Spagna (2.620 milioni di euro) con riferimento alle modalità di rilevazione contabile dei ricavi legati agli allacci di nuovi utenti che vengono riscontati lungo la durata media dei contratti.

Le passività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.234 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (509 milioni di euro).
Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito il riversamento a Conto economico per classe temporale delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Entro 1 anno	1.775	1.433
Entro 2 anni	516	498
Entro 3 anni	517	480
Entro 4 anni	516	479
Entro 5 anni	515	477
Oltre 5 anni	3.683	4.280
Totale	**7.522**	**7.647**

29. Altre attività finanziarie non correnti – *Euro 8.359 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	366	72	294	-
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 29.1)	4.213	2.692	1.521	56,5%
Accordi per servizi in concessione	3.732	2.890	842	29,1%
Risconti attivi finanziari non correnti	48	50	(2)	-4,0%
Totale	**8.359**	**5.704**	**2.655**	**46,5%**

Le "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementano di 2.655 milioni di euro principalmente per:

- l'incremento dei crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 29.1;
- l'aumento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, soprattutto in Brasile;
- la rilevazione della partecipazione in Zacapa Topco, a seguito della cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della quota di partecipazione in Ufinet che ha determinato la perdita del controllo congiunto su Zacapa Topco.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value":

Milioni di euro					
	al 31.12.2022	Quota %	al 31.12.2021	Quota %	2022-2021
Empresa Propietaria de la Red SA	7	11,1%	5	11,1%	2
European Energy Exchange AG	22	2,4%	13	2,4%	9
Athonet Srl	7	16,0%	7	16,0%	-
Korea Line Corporation	1	0,3%	1	0,3%	-
Hubject GmbH	11	12,5%	10	12,5%	1
Termoeléctrica José de San Martín SA	11	4,2%	11	4,2%	-
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	9	4,7%	12	4,7%	(3)
Zacapa Topco Sàrl	288	19,5%	-	-	288
Altre	10		13		(3)
Totale	**366**		**72**		**294**

29.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 4.213 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Titoli	447	403	44	10,9%
Crediti finanziari diversi	3.766	2.289	1.477	64,5%
Totale	**4.213**	**2.692**	**1.521**	**56,5%**

I titoli rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

L'incremento dei "Crediti finanziari diversi" è riconducibile principalmente a un incremento dei crediti finanziari per depositi di liquidità.

30. Altre attività finanziarie correnti – *Euro 13.753 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 30.1)	13.501	8.467	5.034	59,5%
Altre	252	178	74	41,6%
Totale	**13.753**	**8.645**	**5.108**	**59,1%**

Le "Altre attività finanziarie correnti" si incrementano di 5.108 milioni di euro principalmente per l'aumento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 30.1.

30.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 13.501 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	2.838	1.538	1.300	84,5%
Titoli al FVTPL	-	1	(1)	-
Titoli al FVOCI	78	87	(9)	-10,3%
Crediti finanziari e cash collateral	8.319	6.485	1.834	28,3%
Altre	2.266	356	1.910	-
Totale	**13.501**	**8.467**	**5.034**	**59,5%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- all'incremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 1.300 milioni di euro), determinato essenzialmente dall'incremento del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo;
- ai maggiori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati (per 1.834 milioni di euro);
- all'aumento della voce "Altre", principalmente per l'aumento dei crediti finanziari a breve termine in Enel X Italia per effetto dei crediti fiscali ceduti relativi all'eco-sisma bonus (per 557 milioni di euro) e per l'aumento dei crediti finanziari in Brasile (per 1.210 milioni di euro) prevalentemente relativi alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

31. Altre attività non correnti – *Euro 2.486 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	282	242	40	16,5%
Attività netta programmi del personale	8	-	8	-
Altri crediti	2.196	3.026	(830)	-27,4%
Totale	**2.486**	**3.268**	**(782)**	**-23,9%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 40 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, principalmente in Spagna relativamente all'attività di distribuzione.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2022 include principalmente crediti tributari per 1.674 milioni di euro (2.286 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e depositi cauzionali per 301 milioni di euro (340 milioni di euro a fine 2021).

La variazione dell'anno risente prevalentemente dei minori crediti tributari registrati prevalentemente in Brasile, riconducibili al contenzioso relativo all'applicazione dei tributi PIS/COFINS nel Paese per 253 milioni di euro e a minori crediti dovuti alla vendita di alcune società brasiliane per 976 milioni di euro, solo parzialmente compensati da un favorevole andamento dei cambi per 543 milioni di euro.

32. Altre attività correnti – *Euro 4.314 milioni*

ISP IRF

Milioni di euro

	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.033	2.205	(1.172)	-53,2%
Anticipi a fornitori	332	326	6	1,8%
Crediti verso il personale	30	29	1	3,4%
Crediti verso altri	1.056	1.071	(15)	-1,4%
Crediti tributari diversi	1.598	1.164	434	37,3%
Ratei e risconti attivi correnti	265	207	58	28,0%
Totale	**4.314**	**5.002**	**(688)**	**-13,8%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 617 milioni di euro (1.519 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e al sistema Spagna per 388 milioni di euro (667 milioni di euro al 31 dicembre 2021). La variazione in diminuzione è essenzialmente riconducibile ai minori crediti, registrati in Italia, verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), vantati principalmente da e-distribuzione (429 milioni di euro) e da Servizio Elettrico Nazionale (106 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione. L'aumento dei "Crediti tributari diversi" per 434 milioni di euro è riconducibile principalmente ai maggiori crediti per imposte indirette e tasse in Italia (216 milioni di euro), in America Latina (100 milioni di euro) e nella capogruppo Enel SpA (282 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione degli stessi registrata in Spagna (115 milioni di euro) e in Nord America (93 milioni di euro).

33. Rimanenze – *Euro 4.853 milioni*

ISP IRF

Milioni di euro

	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	2.396	1.023	1.373	-
- materiali, apparecchi e altre giacenze	2.155	1.793	362	20,2%
Totale	**4.551**	**2.816**	**1.735**	**61,6%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	152	139	13	9,4%
- certificati verdi	-	3	(3)	-
- certificati di efficienza energetica	6	16	(10)	-62,5%
Totale	**158**	**158**	**-**	**-**
Immobili destinati alla vendita	47	49	(2)	-4,1%
Acconti	97	86	11	12,8%
TOTALE	**4.853**	**3.109**	**1.744**	**56,1%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di trading.
Nel corso dell'esercizio l'incremento complessivo delle rimanenze, pari a 1.744 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle maggiori giacenze di combustibili e materiali, apparecchi e altre giacenze registrate soprattutto in Italia (1.221 milioni di euro), Spagna (506 milioni di euro) e America Latina (69 milioni di euro), in particolare con riferimento alle scorte di gas destinato a soddisfare i fabbisogni degli impianti del Gruppo e ai maggiori stock di materiali di bassa e media tensione, parzialmente compensato dalla diminuzione delle giacenze in Russia e Romania (100 milioni di euro).

34. Crediti commerciali - *Euro 16.605 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.216	10.111	105	1,0%
- distribuzione e vendita di gas	3.026	2.658	368	13,8%
- altre attività	3.118	3.158	(40)	-1,3%
Totale crediti verso clienti	**16.360**	**15.927**	**433**	**2,7%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	245	149	96	64,4%
TOTALE	**16.605**	**16.076**	**529**	**3,3%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.783 milioni di euro, a fronte di un saldo di 3.663 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente.
Nello specifico l'incremento dell'esercizio, complessivamente pari a 529 milioni di euro, è rilevato principalmente in Spagna (530 milioni di euro) e in America Latina (554 milioni di euro), parzialmente compensato dalla diminuzione registrata in Italia (106 milioni di euro) e in Romania (500 milioni di euro), che, in linea con le disposizioni dell'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", è stata classificata come posseduta per la vendita.
Le variazioni di periodo sono imputabili ai crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica e del gas rilevati nel corso dell'esercizio, nonché all'incremento degli accantonamenti al netto dei rilasci del fondo svalutazione, in Italia e in America Latina.
Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

35. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 11.041 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, sono incrementate complessivamente per 2.183 milioni di euro per effetto degli incassi derivanti dalle cessioni effettuate a dicembre 2022 di Enel Transmisión Chile, Gridspertise ed Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Depositi bancari e postali	8.968	8.118	850	10,5%
Denaro e valori in cassa	35	8	27	-
Altri investimenti di liquidità	2.038	732	1.306	-
Totale	**11.041**	**8.858**	**2.183**	**24,6%**

36. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – *Euro 6.149 milioni ed euro 3.360 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2022 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro		Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Impairment	Diff. cambi	Investimenti	Altri movimenti	
	al 31.12.2021							al 31.12.2022
Immobili, impianti e macchinari	899	5.231	(1.848)	(1.102)	18	47	59	3.304
Attività immateriali	144	1.985	(1.136)	(797)	23	17	98	334
Avviamento	1	550	(62)	(488)	(42)	-	41	-
Attività per imposte anticipate	16	578	(408)	-	-	-	25	211
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4	27	(2)	(1)	-	-	(1)	27
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	227	(233)	-	(2)	84	(76)	-
Altre attività non correnti	40	750	(639)	-	-	-	(26)	125
Attività finanziarie non correnti	-	208	(144)	-	(12)	-	86	138
Crediti finanziari correnti e titoli	-	113	(65)	-	-	-	(5)	43
Altre attività finanziarie correnti	-	75	-	-	8	-	(74)	9
Disponibilita liquide e mezzi equivalenti	44	587	(287)	-	(4)	-	85	425
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	94	2.353	(1.054)	-	(8)	-	148	1.533
Totale	**1.242**	**12.684**	**(5.878)**	**(2.388)**	**(19)**	**148**	**360**	**6.149**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2022 nel seguente modo.

Milioni di euro		Riclassifica da/ad passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Diff. cambi	Altri movimenti	
	al 31.12.2021					al 31.12.2022
Finanziamenti a lungo termine	782	1.160	(1.259)	33	59	775
Fondi rischi e oneri quota non corrente	10	272	(242)	1	(8)	33
Passività per imposte differite	46	441	(207)	-	(40)	240
TFR e altri benefíci definiti relativi al personale	-	65	(42)	-	-	23
Passività finanziarie non correnti	40	123	(5)	(10)	(79)	69
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	447	(5)	(2)	2	442
Altre passività non correnti	5	649	(597)	(3)	125	179
Finanziamenti a breve termine	2	651	(17)	(9)	15	642
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	137	(1.328)	(29)	1.238	18
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	47	(14)	-	-	33
Altre passività finanziarie correnti	6	28	(57)	(1)	36	12
Debiti commerciali e altre passività correnti	71	1.663	(828)	4	(16)	894
Totale	**962**	**5.683**	**(4.601)**	**(16)**	**1.332**	**3.360**

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la loro classificazione in tale voce.

I saldi delle attività e le passività possedute per la vendita e le discontinued operation al 31 dicembre 2022 ammontano, rispettivamente, a 6.149 milioni di euro e 3.360 milioni di euro e fanno riferimento principalmente a:

- Romania: in data 14 dicembre 2022 Enel SpA ha annunciato di aver stipulato un accordo di esclusiva con la società greca Public Power Corporation SA (PPC) in relazione alla potenziale cessione di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania. A tale proposito, il valore delle attività nette detenute in Romania è stato adeguato al previsto prezzo di cessione con la rilevazione di un adeguamento di valore pari a 696 milioni di euro, e le stesse sono state classificate come "discontinued operation";
- Enel Green Power Hellas: la controllante Enel Green Power ha avviato un processo finalizzato alla ricerca di un investitore interessato a una partnership per la gestione e lo sviluppo del business delle rinnovabili in Grecia. Lo status delle negoziazioni fa ritenere la vendita altamente probabile al 31 dicembre 2022 e pertanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la classificazione delle attività riferite alla Grecia come "discontinued operation";
- Enel Green Power Australia: sono state riclassificate, in considerazione dello status delle negoziazioni, tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", in accordo con l'IFRS 5, le due subholding detenute in Australia e le rispettive controllate, con l'obiettivo di pervenire nei prossimi 12 mesi alla definizione di un accordo con terzi nell'ambito del modello di business della Stewardship;
- Central Dock Sud ed Enel Generación Costanera in Argentina: il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha avviato le negoziazioni per la vendita del 75,7% detenuto dal Gruppo nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera. Le negoziazioni hanno riguardato anche la cessione del 41,2% detenuto nella società di generazione termoelettrica Central Dock Sud. A tale proposito, il valore delle attività nette riferite alle due partecipazioni è stato riclassificato nelle attività disponibili per la vendita ed è stato adeguato al previsto prezzo di cessione che ammonta a 97 milioni di euro, con la conseguente rilevazione di un adeguamento di valore totale pari a 290 milioni di euro. Il perfezionamento della cessione è avvenuto nel corso del primo trimestre 2023;
- Avikiran Solar India Private Limited in India: in seguito agli accordi firmati per la vendita parziale che prevede l'ingresso del nuovo socio, soddisfa i requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la classificazione delle attività nette come disponibili per la vendita. Il perfezionamento della cessione è previsto nel corso del primo semestre 2023;
- 3SUN in Italia: sulla base del processo di negoziazione finalizzato alla cessione di una quota pari al 50% del capitale sociale di 3SUN Srl, le attività nette della stessa sono state riclassificate al 31 dicembre 2022 tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate", in accordo con l'IFRS 5.

Nel corso del 2022 sono state realizzate alcune cessioni precedentemente classificate come disponibili per la vendita. In particolare:

- nel corso del primo semestre 2022 sono state cedute alcune società rinnovabili in Sudafrica;
- nel corso del terzo trimestre si è conclusa la vendita della società CGT Fortaleza in Brasile e di alcune società afferenti al comparto finanziario di Enel X in Italia;
- nel mese di ottobre 2022 si è conclusa la cessione della partecipazione detenuta da Enel SpA in Enel Russia, completando così la dismissione di tutti gli asset di generazione elettrica in Russia. Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici dell'operazione si rimanda alla nota 6 "Discontinued operation";
- nel mese di dicembre 2022 la controllata Enel Chile SA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA società cilena di trasmissione di energia elettrica; e infine la controllata Enel Brasil SA ha concluso la cessione dell'intera partecipazione detenuta nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D.

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle operazioni di cessione sopra riportate si rimanda al paragrafo "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".

37. Patrimonio netto totale – *Euro 42.082 milioni*

37.1 Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 28.657 milioni*

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021
Capitale sociale	**10.167**	**10.167**	**-**
Riserva azioni proprie	**(47)**	**(36)**	**(11)**
Altre riserve	**2.740**	**1.721**	**1.019**
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.496	-
Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	5.567	5.567	-
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	2.332	2.313	19
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(5.912)	(8.125)	2.213
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(3.553)	(2.268)	(1.285)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(81)	(39)	(42)
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	(22)	10	(32)
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(476)	(721)	245
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	(1.063)	(1.325)	262
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.390)	(2.378)	(12)
Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	(1.192)	(843)	(349)
Utili e perdite accumulati	**15.797**	**17.801**	**(2.004)**
Patrimonio netto del Gruppo	**28.657**	**29.653**	**(996)**

Capitale sociale – *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2022 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2021.

Al 31 dicembre 2022, 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 5,114% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie – *Euro (47) milioni*

Alla data del 31 dicembre 2022, le azioni proprie sono rappresentate da n. 7.153.795 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 4.889.152 al 31 dicembre 2021), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 47 milioni di euro.

Altre riserve – *Euro 2.740 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 – *5.567 milioni di euro*

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.

Nel corso del 2022 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 123 milioni di euro.

Riserva legale – *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – *Euro 2.332 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – *Euro (5.912) milioni*

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 2.213 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti della variazione di perimetro relativa alle cessioni di PJSC Enel Russia, di Central Geradora Termelétrica Fortaleza e di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), e all'apprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto in America Latina e Stati Uniti, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – *Euro (3.553) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – *Euro (81) milioni*

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. La variazione del periodo è riconducibile principalmente all'andamento del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – *Euro (22) milioni*

Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (476) 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 2022 è da attribuire prevalentemente alla variazione della riserva da valutazione strumenti di Cash flow hedge di Slovak Power Holding.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti– *Euro (1.063) milioni*

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefíci ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – *Euro (2.390) 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.

La variazione nel corso del 2022 è legata alla cessione del 49% della partecipazione detenuta da Enel Green Power Canada nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – *Euro (1.192) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina.
La variazione del periodo, negativa per 349 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti della fusione per incorporazione tra le società Emgesa SA ESP (incorporante), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS ESP ed ESSA 2 (incorporate), a seguito della quale la percentuale di possesso del Gruppo in Emgesa SA ESP (ora Enel Colombia SA ESP) è passata dal 39,89% al 47,18%, e alla cessione da Endesa X Servicios SLU a Enel X Way Srl del 51% della società Endesa X Way SL che ha comportato una variazione nella percentuale di possesso del Gruppo in quest'ultima dal 70,11% all'85,35%.

Utili e perdite accumulati – *Euro 15.797 milioni*

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro												
	al 31.12.2021			Variazioni						al 31.12.2022		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/ (Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(11.790)**	*(6.303)*	*(5.487)*	890	-	-	**890**	*879*	*11*	**(10.900)**	*(5.424)*	*(5.476)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(2.961)**	*(2.280)*	*(681)*	(3.605)	1.323	587	**(1.695)**	*(1.293)*	*(402)*	**(4.656)**	*(3.573)*	*(1.083)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(49)**	*(39)*	*(10)*	(40)	(31)	9	**(62)**	*(52)*	*(10)*	**(111)**	*(91)*	*(20)*
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	**11**	*12*	*(1)*	(51)	-	7	**(44)**	*(44)*	-	**(33)**	*(32)*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(820)**	*(825)*	*5*	256	-	(22)	**234**	*224*	*10*	**(586)**	*(601)*	*15*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(32)**	*(32)*	-	13	-	-	**13**	*13*	-	**(19)**	*(19)*	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti	**(1.798)**	*(1.265)*	*(533)*	403	-	(79)	**324**	*249*	*75*	**(1.474)**	*(1.016)*	*(458)*
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**(17.439)**	***(10.732)***	***(6.707)***	**(2.134)**	**1.292**	**502**	**(340)**	***(24)***	***(316)***	**(17.779)**	***(10.756)***	***(7.023)***

37.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2021		
Dividendi relativi al 2020	3.638	0,358
Acconto sul dividendo 2021[(1)]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2021	**3.638**	**0,358**
Dividendi distribuiti nel 2022		
Dividendi relativi al 2021	3.861	0,380
Acconto sul dividendo 2022[(2)]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2022	**3.861**	**0,380**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 4 novembre 2021 e messo in pagamento a decorrere dal 26 gennaio 2022 (acconto dividendo per azione 0,19 euro per complessivi 1.932 milioni di euro).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 3 novembre 2022 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2023 (acconto dividendo per azione 0,20 euro per complessivi 2.033 milioni di euro).

I dividendi distribuiti sono esposti al netto delle quote spettanti alle azioni proprie risultate in portafoglio alle rispettive "record date". Tali quote sono state oggetto di rinuncia all'incasso e destinate alla riserva denominata "utili accumulati".

Il dividendo dell'esercizio 2022, pari a euro 0,40 per azione, per un ammontare complessivo di 4.067 milioni di euro (di cui 0,20 euro per azione per complessivi 2.033 milioni di euro a titolo di acconto), è stato deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 riunita in unica convocazione.

Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2022, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2022, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 3 novembre 2022 per un importo massimo potenziale di 2.033 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2023 al netto della quota spettante alle n. 7.153.795 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 24 gennaio 2023.
Nel corso del 2022 il Gruppo ha inoltre pagato 123 milioni di euro di coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue.

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 2022.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2022 e 2021 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro			
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**2022-2021**
Posizione finanziaria non corrente	68.191	54.620	13.571
Posizione finanziaria corrente netta	(3.315)	24	(3.339)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(4.213)	(2.692)	(1.521)
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti[1]	(595)	(259)	(336)
Indebitamento finanziario netto[1]	**60.068**	**51.693**	**8.375**
Patrimonio netto di Gruppo	28.657	29.653	(996)
Interessenze di terzi	13.425	12.689	736
Patrimonio netto	**42.082**	**42.342**	**(260)**
Indice debt/equity	**1,43**	**1,22**	**0,21**

(1) Ai fini di una migliore esposizione dell'indebitamento finanziario netto, per tenere conto delle attività di gestione di copertura del rischio di cambio, il Gruppo ha deciso di includere nella sua determinazione il fair value degli strumenti derivati di cash flow hedge e fair value hedge utilizzati a copertura del rischio di cambio sui finanziamenti. Conseguentemente, ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021.

L'incremento del rapporto debt/equity che misura la leva finanziaria è ascrivibile sostanzialmente all'aumento dell'indebitamento finanziario netto riconducibile principalmente al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, al pagamento di dividendi e all'acquisizione di ERG Hydro.

Si rinvia alla nota 47 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

37.3 Interessenze di terzi - *Euro 13.425 milioni*

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

Milioni di euro	**Patrimonio netto di terzi**		**Risultato del periodo di terzi**	
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**
Italia	1	1	-	-
Iberia	5.321	5.238	713	193
America Latina	7.422	6.511	857	467
Europa	328	635	(342)	5
Nord America	218	151	10	6
Africa, Asia e Oceania	135	153	-	(3)
Totale	**13.425**	**12.689**	**1.238**	**668**

La variazione delle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'apprezzamento delle valute funzionali delle controllate estere rispetto all'euro (soprattutto in America Latina), ai risultati del periodo, all'effetto dell'operazione societaria avvenuta in Colombia e all'impatto dell'iperinflazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai dividendi distribuiti e dall'adeguamento di valore degli strumenti di copertura di cash flow hedge.

Si riporta di seguito l'informativa economico-finanziaria richiesta dall'IFRS 12 per le società controllate con interessenze di terzi rilevanti.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Società controllate						
Enel Américas	29.600	28.959	5.430	4.711	35.030	33.670
Enel Chile	10.985	9.887	1.541	(642)	12.526	9.245
Endesa	45.018	43.217	11.166	3.853	56.184	47.070

Milioni di euro	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Società controllate												
Enel Américas	11.534	11.320	6.208	6.073	17.742	17.393	17.288	16.277	12.136	11.556	5.152	4.721
Enel Chile	4.113	3.356	2.460	1.178	6.573	4.534	5.953	4.711	3.683	2.921	2.270	1.790
Endesa	18.414	15.196	17.372	11.449	35.786	26.645	20.398	20.425	15.083	15.187	5.315	5.238

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Società controllate										
Enel Américas	14.696	13.581	1.015	1.516	221	757	(90)	337	311	420
Enel Chile	6.450	3.114	1.971	128	1.458	104	913	57	545	47
Endesa	32.714	20.217	3.055	769	2.244	589	1.534	396	710	193

38. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Finanziamenti a lungo termine	68.191	54.500	2.835	4.031
Finanziamenti a breve termine	-	-	18.392	13.306
Totale	**68.191**	**54.500**	**21.227**	**17.337**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 48 "Strumenti finanziari per categoria".

39. Benefíci ai dipendenti – *Euro 2.202 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci 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 "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci 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 benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefíci 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 benefíci 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 benefíci 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 benefíci definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
- la voce "Sconto energia" accoglie benefíci 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 benefíci" 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 benefíci definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefíci a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2022					2021				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Variazione passività attuariale esercizio precedente										
Passività attuariale a inizio esercizio	**4.240**	**410**	**206**	**190**	**5.046**	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**
Costo normale	13	1	5	13	32	17	2	4	28	51
Oneri finanziari	320	7	8	5	340	214	3	7	3	227
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	–	–	–	–	–	192	–	(6)	–	186
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)	(664)	(14)	6	(1)	(673)
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	119	(80)	8	1	48	452	31	(9)	–	474
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(3)	–	–	–	(3)	(17)	–	–	(3)	(20)
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(163)	–	–	–	(163)	(4)	–	–	–	(4)
(Utili)/Perdite su cambi	335	–	6	(1)	340	14	(1)	(1)	–	12
Contributi versati dalla Società	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Contributi versati dal dipendente	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Erogazioni	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)	(379)	(15)	(12)	(58)	(464)
Altri movimenti	–	–	–	(6)	(6)	7	1	–	(1)	7
Riclassifica nell'attivo di bilancio	8	–	–	–	8	–	–	–	–	–
Variazioni nell'area di consolidamento/passività classificata per la vendita	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)	–	–	–	–	–
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**3.765**	**224**	**162**	**118**	**4.269**	**4.240**	**410**	**206**	**190**	**5.046**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**2.348**	**–**	**–**	**–**	**2.348**	**2.299**	**–**	**–**	**–**	**2.299**
Proventi finanziari	193	–	–	–	193	121	–	–	–	121
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(184)	–	–	–	(184)	38	–	–	–	38
(Utili)/Perdite su cambi	213	–	–	–	213	17	–	–	–	17
Contributi versati dalla Società	286	15	13	22	336	252	15	12	28	307
Contributi versati dal dipendente	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Erogazioni	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)	(379)	(15)	(12)	(28)	(434)
Altri pagamenti	(163)	–	–	–	(163)	–	–	–	–	–
Variazioni nell'area di consolidamento	(99)	–	–	–	(99)	–	–	–	–	–
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.124**	**–**	**–**	**–**	**2.124**	**2.348**	**–**	**–**	**–**	**2.348**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	**26**	**–**	**–**	**–**	**26**	**13**	**–**	**–**	**–**	**13**
Proventi finanziari	2	–	–	–	2	1	–	–	–	1
Cambi nell'asset ceiling	27	–	–	–	27	12	–	–	–	12
(Utili)/Perdite su cambi	2	–	–	–	2	–	–	–	–	–
Variazioni nell'area di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**57**	**–**	**–**	**–**	**57**	**26**	**–**	**–**	**–**	**26**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.698**	**224**	**162**	**118**	**2.202**	**1.918**	**410**	**206**	**190**	**2.724**

La passività riconosciuta in bilancio si attesta, per il 2022, a 2.202 milioni di euro, in diminuzione di 522 milioni di euro rispetto al 2021. Oltre alla normale movimentazione annuale, si registra nel 2022 la riclassifica a possedute per la vendita delle passività attuariali di Enel Generación Costanera SA e Central Dock Sud SA in Argentina, di 3SUN Srl in Italia, di tutte le società presenti in Romania e Grecia e di PJSC Enel Russia e sue controllate, quest'ultima venduta nel corso dell'ultimo trimestre 2022. Inoltre, in Spagna, la valutazione attuariale di un piano di Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE, è risultata in attivo rispetto alla obbligazione assunta dalla società, e per questo motivo è stata riclassificata in una apposita voce dell'attivo dello Stato patrimoniale.

Milioni di euro		
	2022	**2021**
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	22	9
Oneri finanziari netti	149	107
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	(4)
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	7	22
Altri movimenti	(20)	1
Totale	**158**	**135**

Milioni di euro		
	2022	**2021**
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	184	(38)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(614)	(13)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	27	12
Altri movimenti	-	(1)
Totale	**(403)**	**(40)**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 23 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento ma sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2021.
La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.124 milioni di euro al 31 dicembre 2022. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportati.

	2022	**2021**
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	10%	8%
Titoli a reddito fisso	66%	54%
Investimenti immobiliari	3%	3%
Altro	21%	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	-	35%
Totale	**100%**	**100%**

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
	2022				2021			
Tasso di attualizzazione	3,60%-3,70%	3,57%-3,77%	5,40%-10,40%	3,75%-7,65%	0,00%-0,80%	0,00%-1,16%	5,60%-9,67%	0,80%-8,40%
Tasso di inflazione	2,30%	2,78%	3,00%-8,00%	2,40%-3,50%	1,50%	2,20%	3,00% -8,00%	1,50%-4,01%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,30%-4,30%	2,78%	3,80%-8,49%	3,00% -10,00%	0,80%-1,80%	2,20%	3,80%-8,00%	2,50%-10,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,30%	4,98%	7,12%-10,00%	-	2,50%	4,40%	7,12%-8,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,76%-3,77%	10,40%	7,40%	-	0,57%	9,30% -9,46%	-

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 predetta passività.

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2022				al 31.12.2021			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	185	2	6	(17)	225	27	11	-
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(118)	(22)	(9)	(23)	(184)	(30)	(14)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	16	(11)	(8)	(21)	2	(4)	(2)	(6)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	37	(10)	6	(16)	28	(2)	9	(2)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	29	(10)	(2)	(17)	14	(3)	(2)	-
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	28	(10)	(2)	(20)	14	(3)	(2)	(5)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	(147)	-	-	-	20	1
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	55	(9)	5	(17)	98	(3)	14	(5)

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 221 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro		
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Entro 1 anno	427	392
Tra 1 e 2 anni	397	364
Tra 2 e 5 anni	1.124	1.077
Oltre 5 anni	1.826	1.714

Da segnalare un generale aumento dei pagamenti attesi. Tale incremento è dovuto principalmente al Brasile e all'Argentina.

40. Fondi rischi e oneri – *Euro 7.380 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	581	-	581	666	-	666
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.686	247	2.933	3.066	203	3.269
- contenzioso legale	652	51	703	790	44	834
- oneri per certificati ambientali	-	292	292	-	32	32
- oneri su imposte e tasse	313	26	339	267	28	295
- altri	803	316	1.119	821	347	1.168
Totale	**5.035**	**932**	**5.967**	**5.610**	**654**	**6.264**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	231	192	423	435	293	728
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	789	201	990	1.152	179	1.331
TOTALE	**6.055**	**1.325**	**7.380**	**7.197**	**1.126**	**8.323**

Milioni di euro	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Accantonamenti per fondi smantellamento e ripristino	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2021									al 31.12.2022
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	666	-	-	-	8	(93)	-	-	-	581
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	3.269	201	(135)	(167)	(12)	(207)	(2)	16	(1)	(29)	2.933
- contenzioso legale	834	239	(123)	(162)	59	-	-	42	35	(221)	703
- oneri per certificati ambientali	32	345	(24)	(8)	-	-	-	-	(35)	(18)	292
- oneri su imposte e tasse	295	45	(30)	(10)	8	-	8	10	13	-	339
- altri	1.168	375	(79)	(309)	11	(2)	39	(3)	(38)	(43)	1.119
Totale	**6.264**	**1.205**	**(391)**	**(656)**	**74**	**(302)**	**45**	**65**	**(26)**	**(311)**	**5.967**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	728	4	(32)	(244)	(26)	-	-	-	(4)	(3)	423
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	1.331	51	(177)	(157)	(51)	-	-	2	(4)	(5)	990
TOTALE	**8.323**	**1.260**	**(600)**	**(1.057)**	**(3)**	**(302)**	**45**	**67**	**(34)**	**(319)**	**7.380**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2022 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto 1349/2003 e della Legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, 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 assun-

zioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa e a Enel Produzione. In particolare, la variazione del fondo nel corso del 2022 è legata prevalentemente alla rideterminazione dei costi futuri di smantellamento di alcuni impianti in Iberia e Nord America nonché agli utilizzi e rilasci di fondi accantonati negli anni precedenti per far fronte al processo di decarbonizzazione.

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa della ripartizione temporale dei pagamenti relativi al fondo smantellamento e ripristino impianti.

Milioni di euro

	Stratificazione temporale pagamenti (valore nominale)	Valore attualizzato
Entro 1 anno	248	247
Oltre 1 anno ed entro i 5 anni	1.221	1.134
Oltre i 5 anni	2.275	1.552
Totale	**3.744**	**2.933**

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'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 dell'America Latina (395 milioni di euro), spagnole (169 milioni di euro) e italiane (127 milioni di euro).
La riduzione del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 131 milioni di euro, è principalmente giustificato da movimentazione negativa del fondo in Brasile a seguito del deconsolidamento di Celg-D.

Fondo certificati ambientali

Il fondo "certificati ambientali" accoglie gli oneri relativi al deficit di certificati ambientali connessi all'adempimento di specifici obblighi normativi, nazionali o sovranazionali, in materia di tutela ambientale ed è riconducibile prevalentemente all'Iberia (Endesa Energía ed Endesa Generación SA).

Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette.
Si precisa che il saldo del fondo accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) e di Imposta Municipale Unica (IMU). In Italia, il Gruppo ha tenuto conto dell'evoluzione normativa in materia catastale (che, con decorrenza 1° gennaio 2016, ha previsto l'esclusione di macchinari, congegni, attrezzature e altri impianti funzionali allo specifico processo produttivo dal calcolo della rendita attribuibile agli immobili censiti nel gruppo catastale D, fra i quali rientrano le centrali di produzione di energia elettrica) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici dell'Agenzia delle Entrate e dei Comuni.

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 negativa dell'esercizio, pari a 49 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile agli utilizzi dei fondi per indennizzi assicurativi da parte di Enel Global Trading.

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 305 milioni di euro risente prevalentemente degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna (*Acuerdo de Salida Voluntaria*) 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 2022 ammonta a 990 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.

41. Altre passività finanziarie non correnti – *Euro – milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Altre passivita finanziarie non correnti	-	120	(120)	-
Totale	**-**	**120**	**(120)**	**-**

La variazione delle "Altre passività finanziarie non correnti", pari a 120 milioni di euro, è relativa alla diminuzione della quota non corrente dei debiti relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo che erano inclusi nell'indebitamento finanziario netto.

42. Altre passività non correnti – *Euro 4.246 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Ratei e risconti passivi operativi	347	498	(151)	-30,3%
Altre partite	3.899	4.027	(128)	-3,2%
Totale	**4.246**	**4.525**	**(279)**	**-6,2%**

La variazione delle "Altre partite" risente della diminuzione "Altri debiti tributari maggiori di 12 mesi" per 45 milioni di euro e della diminuzione degli "Altri debiti diversi" principalmente in Brasile e relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS nel Paese (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") per 351 milioni di euro, solo parzialmente compensata dall'aumento dei "Debiti per tax partnership" in Nord America per 323 milioni di euro.

43. Altre passività correnti – *Euro 11.713 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Debiti diversi verso clienti	2.094	1.950	144	7,4%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	2.115	2.961	(846)	-28,6%
Debiti verso il personale	519	471	48	10,2%
Debiti tributari diversi	1.046	1.274	(228)	-17,9%
Debiti verso istituti di previdenza	215	205	10	4,9%
Contingent consideration	46	45	1	2,2%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	-	4	(4)	-
Ratei e risconti passivi correnti	441	395	46	11,6%
Debiti per dividendi	2.228	2.191	37	1,7%
Altri debiti	3.009	3.463	(454)	-13,1%
Totale	**11.713**	**12.959**	**(1.246)**	**-9,6%**

La variazione delle "Altre passività correnti" è essenzialmente dovuta:

- alla riduzione dei "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" riconducibile principalmente all'Italia per il decremento dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali determinato dall'aggiornamento delle tariffe in vigore per l'anno 2022 con le delibere n. 35/2022, n. 141/2022, n. 295/2022 e n. 462/2022 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), con le quali sono state azzerate completamente le aliquote degli oneri di sistema per tutte le tipologie di utenza a partire dal 1° gennaio 2022;
- alla riduzione dei "Debiti tributari diversi" dovuta principalmente all'Italia a seguito dell'avvio nel 2021 della liquidazione di Gruppo ai fini IVA da parte della Capogruppo Enel SpA;
- alla riduzione degli "Altri debiti" riconducibile soprattutto all'Italia per la riduzione dei derivati scaduti su commodity energetiche.

44. Debiti commerciali – *Euro 17.641 milioni*

La voce, pari a 17.641 milioni di euro (16.959 milioni di euro al 31 dicembre 2021), 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 17.605 milioni di euro (16.865 milioni di euro al 31 dicembre 2021) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 36 milioni di euro (94 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

45. Altre passività finanziarie correnti – *Euro 853 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021	
Ratei e risconti finanziari passivi	710	539	171	31,7%
Altre partite	143	86	57	66,3%
Totale	**853**	**625**	**228**	**36,5%**

L'incremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile principalmente ai maggiori ratei e risconti finanziari passivi, in aumento di 171 milioni di euro, in conseguenza dei maggiori ratei passivi sui prestiti obbligazionari. Le altre partite fanno riferimento prevalentemente a debiti per interessi maturati.

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

46. Flussi finanziari

Milioni di euro	2022	2021	2022-2021
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]	**8.990**	**6.002**	**2.988**
Cash flow da attività operativa[2]	8.674	9.915	(1.241)
di cui discontinued operation	*(391)*	*280*	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(13.626)	(10.875)	(2.751)
di cui discontinued operation	*(351)*	*(453)*	
Cash flow da attività di finanziamento[2]	7.369	3.931	3.438
di cui discontinued operation	*656*	*118*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	136	17	119
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]	**11.543**	**8.990**	**2.553**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.315 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (5.266 milioni di euro al 1° gennaio 2021), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (67 milioni di euro al 1° gennaio 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (29 milioni di euro al 1° gennaio 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "discontinued operation" pari a 543 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (640 milioni di euro al 1° gennaio 2021).

(2) Per una migliore rappresentazione, ai soli fini comparativi, sono stati riclassificati i proventi e oneri finanziari realizzati riferiti ai soli finanziamenti in valuta in una nuova voce "Incassi/(Pagamenti) legati a derivati connessi a finanziamenti", inclusa nella sezione del cash flow da attività di finanziamento.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 11.041 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (8.315 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Titoli a breve" pari a 78 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (88 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (44 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e delle attività "discontinued operation" per 326 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (543 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2022 è positivo per 8.674 milioni di euro, in riduzione di 1.241 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2022 ha assorbito liquidità per 13.626 milioni di euro, mentre nel 2021 ne aveva assorbita per 10.875 milioni di euro.
In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali, investimenti immobiliari e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 14.503 milioni di euro (inclusivi di 156 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita), sono in crescita rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 1.275 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione da parte di Enel Produzione SpA del 100% della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l), per un corrispettivo pagato di 1.196 milioni di euro al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 2.032 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Green Power SpA alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Autority) del 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei progetti in Sudafrica (corrispettivo di 102 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 6 milioni di euro);
- alla cessione da parte di Enel X Germany dell'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs (corrispettivo di 8 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 4 milioni di euro);
- alla cessione da parte di Enel Brasil SA dell'intera quota detenuta in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA (corrispettivo di 29 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 60 milioni di euro);
- alla cessione dell'intera partecipazione detenuta da Enel SpA in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, a PJSC Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" (corrispettivo di 20 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 117 milioni di euro);
- alla cessione dell'intera partecipazione, detenuta da Enel Chile SA in Enel Transmisión Chile SA, società cilena di trasmissione di energia elettrica, a Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controllata da Inversiones Grupo Saesa Ltda, per un corrispettivo complessivo di 1.342 milioni di euro;
- alla cessione del 50% della controllata Gridspertise Srl, interamente detenuta da Enel, al fondo di private equi-

ty internazionale CVC Capital Partners Fund VIII, per un corrispettivo complessivo di 272 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 27 milioni di euro;
- alla cessione dell'intera partecipazione detenuta da Enel Américas nella società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) pari a circa il 99,9% del capitale sociale di quest'ultima, a Equatorial Participações e Investimentos SA, società controllata da Equatorial Energia SA, per un corrispettivo complessivo di 259 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 10 milioni di euro

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento del 2022 è pari a 120 milioni di euro e si riferisce principalmente:
- alla cessione dell'1,1% della partecipazione detenuta da Enel X International in Ufinet, con un corrispettivo netto incassato di 73 milioni di euro;
- alla vendita da parte di Enel Kansas LLC del 50% della partecipazione detenuta nella società Rocky Caney Holdings LLC e nella società EGPNA Renewable Energy Partners per un corrispettivo complessivo di 94 milioni di euro;
- all'acquisizione del 50% del capitale di Mooney per un corrispettivo pagato di 225 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Green Power Canada Inc. del 49% della partecipazione detenuta nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP per un corrispettivo di 56 milioni di euro;
- a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Iberia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 7.369 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2021 ne aveva generata per 3.931 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2022 è sostanzialmente relativo:
- all'incremento netto quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altre variazioni di debiti finanziari per 12.420 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 4.901 milioni di euro, cui si aggiungono 123 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
- agli aumenti di capitale effettuati in società controllate con presenza di soci minoritari per 12 milioni di euro, in particolare in Australia.

Nel 2022 il cash flow da attività di investimento pari a 13.626 milioni di euro ha interamente assorbito il cash flow generato dall'attività operativa per 8.674 milioni di euro e per la differenza si è fatto ricorso ad attività di finanziamento per complessivi 7.369 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2022 risultano pari a 11.543 milioni di euro a fronte di 8.990 milioni di euro a fine 2021. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 136 milioni di euro.

47. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine *– Euro 60.068 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 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**2022-2021**	
Finanziamenti a lungo termine	38	68.191	54.500	13.691	25,1%
Altri debiti finanziari non correnti[(1)]	41	-	120	(120)	-
Finanziamenti a breve termine	38	18.392	13.306	5.086	38,2%
Altri debiti finanziari correnti[(2)]		-	12	(12)	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	38	2.835	4.031	(1.196)	-29,7%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	29.1	(4.213)	(2.692)	(1.521)	-56,5%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	30.1	(13.501)	(8.467)	(5.034)	-59,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	35	(11.041)	(8.858)	(2.183)	-24,6%
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti[(3)]		(595)	(259)	(336)	-
Totale[(3)]		**60.068**	**51.693**	**8.375**	**16,2%**

(1) La voce "Altri debiti finanziari non correnti" è rappresentata dalla voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) La voce "Altri debiti finanziari correnti" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.
(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

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 2022 e al 31 dicembre 2021, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro				
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**2022-2021**	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	35	8	27	-
Depositi bancari e postali	8.968	8.118	850	10,5%
Disponibilità liquide	**9.003**	**8.126**	**877**	**10,8%**
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	**2.038**	**732**	**1.306**	**-**
Titoli	78	88	(10)	-11,4%
Crediti finanziari a breve termine	10.585	6.841	3.744	54,7%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	2.838	1.538	1.300	84,5%
Altre attività finanziarie correnti	**13.501**	**8.467**	**5.034**	**59,5%**
Liquidità	**24.542**	**17.325**	**7.217**	**41,7%**
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(1.320)	(1.329)	9	0,7%
Commercial paper	(13.838)	(10.708)	(3.130)	-29,2%
Altri debiti finanziari correnti[1]	(3.234)	(1.281)	(1.953)	-
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	**(18.392)**	**(13.318)**	**(5.074)**	**-38,1%**
Quota corrente di finanziamenti bancari	(890)	(989)	99	10,0%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.612)	(2.700)	1.088	40,3%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(333)	(342)	9	2,6%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	**(2.835)**	**(4.031)**	**1.196**	**29,7%**
Indebitamento finanziario corrente	**21.227**	**(17.349)**	**(3.878)**	**-22,4%**
Indebitamento finanziario corrente netto	**3.315**	**(24)**	**3.339**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(15.261)	(12.579)	(2.682)	-21,3%
Debiti verso altri finanziatori[2]	(2.851)	(2.942)	91	3,1%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	**(18.112)**	**(15.521)**	**(2.591)**	**-16,7%**
Obbligazioni	**(50.079)**	**(39.099)**	**10.980**	**-28,1%**
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	**-**	**-**	**-**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente	**(68.191)**	**(54.620)**	**(13.571)**	**-24,8%**
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**543**	**85**	**458**	**-**
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**(1.435)**	**(784)**	**(651)**	**-83,0%**
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	**(65.768)**	**(55.343)**	**(10.425)**	**-18,8%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**4.213**	**2.692**	**1.521**	**56,5%**
Derivati netti su cambio connesso a finanziamenti[3]	**595**	**259**	**336**	**-**
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**(543)**	**(85)**	**(458)**	**-**
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**1.435**	**784**	**651**	**83,0%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO[3]	**(60.068)**	**(51.693)**	**(8.375)**	**-16,2%**

(1) Include i "Debiti finanziari correnti" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.
(2) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.
(3) Ai fini di una migliore comparabilità dei dati, si è reso necessario rideterminare l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 secondo la nuova modalità di rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel.

Si precisa che nella posizione netta ai fini CONSOB non sono inclusi né i derivati designati in hedge accounting né quelli di trading in quanto negoziati con finalità di copertura gestionale.
Al 31 dicembre 2022 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 3.970 milioni di euro (2.772 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Derivati finanziari attivi correnti" per 14.830 milioni di euro (22.791 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 5.895 milioni di euro (3.339 milioni di euro al 31 dicembre 2021), e "Derivati finanziari passivi correnti" per 16.141 milioni di euro (24.607 milioni di euro al 31 dicembre 2021).
Inoltre, ai fini di una migliore rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel, è stato deciso di includere il fair value dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso controparti esterne. Per un maggior approfondimento sulla classificazione di tali derivati si rimanda alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Strumenti finanziari

48. 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.

48.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Attività finanziarie al costo ammortizzato	48.1.1	**5.731**	**4.092**	**40.057**	**34.671**
Attività finanziarie al FVOCI	48.1.2	**901**	**706**	**279**	**144**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	48.1.3	473	277	12.075	19.664
Altre attività finanziarie al FVTPL	48.1.3	3.442	2.662	1.049	141
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**3.915**	**2.939**	**13.124**	**19.805**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.1.4	37	61	-	-
Derivati di cash flow hedge	48.1.4	3.460	2.434	2.755	3.127
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**3.497**	**2.495**	**2.755**	**3.127**
TOTALE		**14.044**	**10.232**	**56.215**	**57.747**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

48.1.1 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.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	35	10.169	8.759
Crediti commerciali	34	1.388	1.301	34	15.217	14.775
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	30.1	2.838	1.538
Cash collateral		-	-	30.1	8.319	6.485
Altri crediti finanziari	29.1	3.766	2.289	30.1	2.090	315
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	29	295	260	29	12	64
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		282	242		1.412	2.735
Totale		**5.731**	**4.092**		**40.057**	**34.671**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 45.788 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (38.763 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 4.087 milioni di euro al 31 dicembre 2022 (4.051 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente).

Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'origination e la probabilità di default alla data di riferimento del bilancio. In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o lungo tutta la vita dell'attività (ECL Lifetime) (c.d. "staging"):
  - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
  - l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (ossia, in default sulla base di informazioni relative allo scaduto);
- l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica forward-looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base a informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo. L'eliminazione contabile (ossia, write-off) costituisce un evento di derecognition (per es., 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.

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.169	-	10.169	8.759	-	8.759
Crediti commerciali	20.388	3.783	16.605	19.739	3.663	16.076
Crediti finanziari	17.261	248	17.013	10.861	234	10.627
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.057	56	2.001	3.455	154	3.301
Totale	**49.875**	**4.087**	**45.788**	**42.814**	**4.051**	**38.763**

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti basandosi sull'approccio semplificato, su base sia individuale (per es., pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per es., clienti al dettaglio).
In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni.
Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default. In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di tassi di default e recupero (comprese le aspettative di recupero oltre 90 giorni):

- il Gruppo applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 180 giorni e pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (ossia, credit-impaired); e
- si definiscono specifici cluster sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratti con i clienti presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri di ECL:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

Si fa presente che, nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

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 01.01.2021	**65**	**143**
Accantonamenti	-	9
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(25)	(9)
Altre variazioni	25	26
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**65**	**169**
Saldo di apertura al 01.01.2022	**65**	**169**
Accantonamenti	22	5
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	-	(11)
Altre variazioni	(58)	56
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**29**	**219**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2021	**3.287**
Accantonamenti	1.285
Utilizzi	709
Rilasci a Conto economico	(202)
Altre variazioni	(1.416)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**3.663**
Saldo di apertura al 01.01.2022	**3.663**
Accantonamenti	1.375
Utilizzi	(766)
Rilasci a Conto economico	(265)
Altre variazioni	(224)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**3.783**

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 01.01.2021	**129**
Accantonamenti	94
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(68)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**154**
Saldo di apertura al 01.01.2022	**154**
Accantonamenti	180
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(277)
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**56**

Si precisa che nella nota 49 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

48.1.2 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.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**Note**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	29	360	40		-	-
Titoli	29.1	447	403	30.1	78	87
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		94	263		201	57
Totale		**901**	**706**		**279**	**144**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2021	**40**	**-**
Acquisizioni	2	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Altre variazioni	(2)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**40**	**-**
Saldo di apertura al 01.01.2022	**40**	**-**
Acquisizioni	149	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	11	-
Altre variazioni	160	-
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**360**	**-**

Titoli e altri crediti al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2021	**551**	**102**
Acquisizioni	165	-
Vendite	(87)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	2	-
Riclassifiche	(85)	85
Altre variazioni	120	(43)
Saldo di chiusura al 31.12.2021	**666**	**144**
Saldo di apertura al 01.01.2022	**666**	**144**
Acquisizioni	225	-
Vendite	(41)	(14)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(38)	-
Riclassifiche	(102)	102
Altre variazioni	(168)	47
Saldo di chiusura al 31.12.2022	**541**	**279**

48.1.3 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.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Derivati al FVTPL	51	473	277	51	12.075	19.664
Investimenti in attività liquide		-	-	35	872	99
Attività finanziarie al FVTPL		-	-	30, 30.1	176	41
Titoli		-	-	30.1	-	1
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	29	6	32		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	29	3.436	2.630		-	-
Totale		**3.915**	**2.939**		**13.123**	**19.805**

48.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.2 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.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	48.2.1	**68.432**	**54.914**	**45.697**	**42.330**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	48.4	588	169	11.642	19.696
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**588**	**169**	**11.642**	**19.696**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	48.4	191	5	-	-
Derivati di cash flow hedge	48.4	5.116	3.165	4.499	4.911
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**5.307**	**3.170**	**4.499**	**4.911**
TOTALE		**73.158**	**58.253**	**63.007**	**66.937**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 52 "Attività e passività misurate al fair value".

48.2.1 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.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Finanziamenti a lungo termine	48.3	68.191	54.500	48.3	2.835	4.031
Finanziamenti a breve termine		-	-	48.3	18.392	13.306
Debiti commerciali	44	36	94	44	17.605	16.865
Altri debiti finanziari		205	320		6.865	8.128
Totale		**68.432**	**54.914**		**45.697**	**42.330**

48.3 Finanziamenti

48.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 71.026 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[1]

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 2022-2021
	al 31.12.2022					al 31.12.2021					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	30.355	29.892	978	28.914	27.468	27.857	27.413	2.119	25.294	30.279	2.479
- tasso variabile quotate	2.569	2.547	537	2.010	2.473	2.574	2.557	434	2.123	2.545	(10)
- tasso fisso non quotate	18.959	18.727	-	18.727	17.249	11.293	11.207	50	11.157	12.670	7.520
- tasso variabile non quotate	525	525	97	428	600	622	622	97	525	728	(97)
Totale obbligazioni	**52.408**	**51.691**	**1.612**	**50.079**	**47.790**	**42.346**	**41.799**	**2.700**	**39.099**	**46.222**	**9.892**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	3.367	3.273	211	3.062	3.021	2.414	2.405	238	2.167	2.298	868
- tasso variabile	12.884	12.848	677	12.171	12.570	10.139	10.109	751	9.358	10.037	2.739
- uso linee di credito revolving	30	30	2	28	26	1.054	1.054	-	1.054	1.054	(1.024)
Totale finanziamenti bancari	**16.281**	**16.151**	**890**	**15.261**	**15.617**	**13.607**	**13.568**	**989**	**12.579**	**13.389**	**2.583**
Leasing:											
- tasso fisso	2.630	2.630	251	2.379	2.630	2.477	2.477	242	2.235	2.477	153
- tasso variabile	42	42	10	32	42	70	70	17	53	70	(28)
Totale leasing	**2.672**	**2.672**	**261**	**2.411**	**2.672**	**2.547**	**2.547**	**259**	**2.288**	**2.547**	**125**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	504	504	70	434	504	571	595	69	526	569	(91)
- tasso variabile	8	8	2	6	12	34	22	14	8	25	(14)
Totale altri finanziamenti non bancari	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**605**	**617**	**83**	**534**	**594**	**(105)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**55.815**	**55.026**	**1.510**	**53.516**	**50.872**	**44.612**	**44.097**	**2.718**	**41.379**	**48.293**	**10.929**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**16.058**	**16.000**	**1.325**	**14.675**	**15.723**	**14.493**	**14.434**	**1.313**	**13.121**	**14.459**	**1.566**
TOTALE	**71.873**	**71.026**	**2.835**	**68.191**	**66.595**	**59.105**	**58.531**	**4.031**	**54.500**	**62.752**	**12.495**

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale inclusi nell'indebitamento finanziario a lungo termine.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse[1]

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022		al 31.12.2021	
Euro	**34.993**	**35.383**	**32.041**	**32.387**	**1,9%**	**2,1%**	**1,6%**	**1,9%**
Dollaro statunitense	26.930	27.209	17.518	17.629	4,8%	5,1%	4,2%	4,3%
Sterlina inglese	4.470	4.610	3.901	3.976	4,6%	4,8%	5,0%	5,2%
Peso colombiano	1.310	1.310	1.341	1.341	10,3%	10,3%	6,5%	6,5%
Real brasiliano	1.899	1.926	1.720	1.753	10,0%	10,2%	8,8%	8,9%
Franco svizzero	359	360	343	344	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	526	531	423	428	5,1%	5,2%	5,2%	5,2%
Sol peruviano	429	429	415	415	5,3%	5,3%	5,2%	5,2%
Rublo russo	-	-	427	427			6,8%	7,3%
Altre valute	110	115	402	405				
Totale valute non euro	**36.033**	**36.490**	**26.490**	**26.718**				
TOTALE	**71.026**	**71.873**	**58.531**	**59.105**				

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un incremento di 9.543 milioni di euro, attribuibile principalmente alle movimentazioni del debito in dollari statunitensi.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine[1]

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Altre movimentazioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2021						al 31.12.2022
Obbligazioni	42.346	(2.788)	(37)	12.390	-	497	52.408
Finanziamenti	16.759	(6.571)	(1.016)	10.009	-	284	19.465
- di cui leasing	*2.547*	*(310)*	*(88)*	*445*	-	*78*	*2.672*
Totale indebitamento finanziario	**59.105**	**(9.359)**	**(1.053)**	**22.399**	**-**	**781**	**71.873**

(1) Non include la movimentazione del valore nozionale degli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, pari a 71.873 milioni di euro al 31 dicembre 2022, registra un incremento di 12.768 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021; tale aumento è stato determinato da nuove emissioni pari a 22.399 milioni di euro e da variazioni negative dei cambi pari a 781 milioni di euro, solo parzialmente compensate da rimborsi pari a 9.359 milioni di euro e dal deconsolidamento del debito di varie società, in particolare quello conseguente alla cessione della partecipazione in Enel Russia, pari a 1.053 milioni di euro.

I rimborsi effettuati nel corso del 2022 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 2.788 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 6.571 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi di obbligazioni effettuati nel corso del 2022 si segnalano:

- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;
- 270.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 52 milioni di euro al 31 dicembre 2022) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia scaduto a marzo 2022;

- 1.949 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International scaduto a settembre 2022;
- 300.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 58 milioni di euro al 31 dicembre 2022) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia scaduto a settembre 2022;
- 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International scaduto a novembre 2022;
- 300.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 58 milioni di euro al 31 dicembre 2022) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia scaduto a dicembre 2022.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 5.250 milioni di euro relativi a linee di credito revolving a tasso variabile di Enel SpA;
- 264 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 132 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- 504 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili da parte delle società italiane del Gruppo;
- un controvalore di 354 milioni di euro relativo a società sudamericane.

Le emissioni effettuate nel corso del 2022 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 12.390 milioni di euro e a finanziamenti per 10.009 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2022 e convertite in euro al cambio del 30 dicembre 2022.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni						
Enel Finance International	17.01.2022	1.250	EUR	0,25%	Tasso fisso	17.11.2025
Enel Finance International	17.01.2022	750	EUR	0,88%	Tasso fisso	17.01.2031
Enel Finance International	17.01.2022	750	EUR	1,25%	Tasso fisso	17.01.2035
Enel Finance International	11.04.2022	845	GBP	2,88%	Tasso fisso	11.04.2029
Enel Finance International	15.06.2022	703	USD	4,25%	Tasso fisso	15.06.2025
Enel Finance International	15.06.2022	703	USD	4,63%	Tasso fisso	15.06.2027
Enel Finance International	15.06.2022	937	USD	5,00%	Tasso fisso	15.06.2032
Enel Finance International	15.06.2022	937	USD	5,50%	Tasso fisso	15.06.2052
Enel Finance International	09.09.2022	1.000	EUR	3,88%	Tasso fisso	09.03.2029
Enel Finance International	14.10.2022	703	USD	6,80%	Tasso fisso	14.10.2025
Enel Finance International	14.10.2022	1.171	USD	7,50%	Tasso fisso	14.10.2032
Enel Finance International	14.10.2022	937	USD	7,75%	Tasso fisso	14.10.2052
Enel Finance America	14.10.2022	937	USD	7,10%	Tasso fisso	14.10.2027
Enel Distribuição São Paulo	12.05.2022	142	BRL	IPCA + 6,14%	Tasso variabile	15.04.2032
Enel Distribuição Ceará	30.05.2022	106	BRL	IPCA + 6,21%	Tasso variabile	17.05.2032
Totale obbligazioni		**11.871**				
Finanziamenti bancari						
Enel SpA	07.03.2022	200	EUR	Euribor + 0,38%	Tasso variabile	03.05.2024
Enel SpA	14.09.2022	200	EUR	Euribor + 0,38%	Tasso variabile	03.05.2024
Enel SpA	30.09.2022	350	EUR	Euribor + 0,45%	Tasso variabile	26.07.2025
Enel SpA	30.09.2022	648	EUR	Euribor + 0,40%	Tasso variabile	12.05.2025
Enel SpA	30.09.2022	1.852	EUR	Euribor + 0,40%	Tasso variabile	05.03.2026
Enel SpA	30.09.2022	1.000	EUR	Euribor + 0,52%	Tasso variabile	02.10.2024
e-distibuzione	05.08.2022	300	EUR	Euribor + 0,473%	Tasso variabile	05.08.2037
Enel Italia	29.07.2022	60	EUR	Euribor 6M + 0,462%	Tasso variabile	29.07.2037
Enel Finance America	06.10.2022	403	USD	USD SOFR 6M CMP + 1,22%	Tasso variabile	15.05.2034
Enel Finance America	03.11.2022	187	USD	USD TERM SOFR 3M + 1,25%	Tasso variabile	05.08.2024
Enel Finance America	13.12.2022	141	USD	USD TERM SOFR 3M + 1,25%	Tasso variabile	05.08.2024
Enel Finance America	21.12.2022	141	USD	USD TERM SOFR 3M + 1,25%	Tasso variabile	05.08.2024
Endesa	17.01.2022	300	EUR	Euribor 6M + 0,53%	Tasso variabile	20.12.2033
Endesa	25.03.2022	400	EUR	Euribor 3M + 0,72%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	28.03.2022	250	EUR	Euribor 6M + 0,368%	Tasso variabile	30.03.2037
Endesa	30.03.2022	50	EUR	Euribor 6M + 0,45%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	31.03.2022	250	EUR	Euribor 3M + 0,85%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	31.03.2022	275	EUR	Euribor 3M + 1,20%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	31.03.2022	75	EUR	1,405%	Tasso fisso	01.04.2027
Endesa	08.04.2022	50	EUR	1,967%	Tasso fisso	13.05.2027
Endesa	29.04.2022	50	EUR	1,967%	Tasso fisso	13.05.2027
Endesa	10.05.2022	100	EUR	Euribor 3M + 0,65%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	25.05.2022	500	EUR	1,895%	Tasso fisso	13.05.2027
Endesa	19.10.2022	200	EUR	Euribor 3M + 1,30%	Tasso variabile	31.07.2024
Endesa	18.11.2022	250	EUR	Euribor 6M + 0,582%	Tasso variabile	18.11.2037
Enel Colombia	05.04.2022	93	COP	COP IBR 3M + 2,05%	Tasso variabile	05.04.2028
Enel Colombia	28.07.2022	79	COP	COP IBR 3M + 1,6%	Tasso variabile	28.07.2028
Enel Colombia	30.11.2022	70	COP	COP IBR 3M + 2,98%	Tasso variabile	30.11.2029
Enel Distribución Perú	04.04.2022	52	PEN	6,96%	Tasso fisso	19.03.2025
Enel Distribuição Ceará	24.03.2022	51	USD	USD SOFR CMP + 0,91%	Tasso variabile	21.03.2025
Enel Distribuição São Paulo	01.09.2022	88	USD	3,61%	Tasso fisso	01.09.2037
Totale finanziamenti bancari		**8.665**				

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate al fine di mitigare il rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	al 31.12.2022						al 31.12.2021(1)					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%				Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	**34.993**	**35.383**	**49,2%**	**23.473**	**58.856**	**81,9%**	**32.041**	**32.387**	**54,8%**	**16.657**	**49.044**	**83,0%**
Dollaro statunitense	26.930	27.209	37,9%	(19.741)	7.468	10,4%	17.518	17.629	29,8%	(13.423)	4.206	7,1%
Sterlina inglese	4.470	4.610	6,4%	(4.610)	-	-	3.901	3.976	6,7%	(3.976)	-	-
Peso colombiano	1.310	1.310	1,8%	-	1.310	1,8%	1.341	1.341	2,3%	-	1.341	2,3%
Real brasiliano	1.899	1.926	2,7%	1.187	3.113	4,4%	1.720	1.753	3,0%	1.028	2.781	4,7%
Franco svizzero	359	360	0,5%	(360)	-	-	343	344	0,6%	(344)	-	-
Peso cileno/UF	526	531	0,7%	-	531	0,7%	423	428	0,7%	-	428	0,7%
Sol peruviano	429	429	0,6%	-	429	0,6%	415	415	0,7%	-	415	0,7%
Rublo russo	-	-	-	-	-	-	427	427	0,7%	-	427	0,7%
Altre valute	110	115	0,2%	51	166	0,2%	402	405	0,7%	58	463	0,8%
Totale valute non euro	**36.033**	**36.490**	**50,8%**	**(23.473)**	**13.017**	**18,1%**	**26.490**	**26.718**	**45,2%**	**(16.657)**	**10.061**	**17,0%**
TOTALE	**71.026**	**71.873**	**100,0%**	**-**	**71.873**	**100,0%**	**58.531**	**59.105**	**100,0%**	**-**	**59.105**	**100,0%**

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

L'ammontare dell'indebitamento 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.

Milioni di euro	2022				2021			
	***Ante* copertura**	**%**	**Post-copertura**	**%**	***Ante* copertura**	**%**	**Post-copertura**	**%**
Tasso variabile	34.450	38,2%	31.353	34,7%	27.811	38,4%	22.478	31,0%
Tasso fisso	55.815	61,8%	58.912	65,3%	44.612	61,6%	49.945	69,0%
Totale	**90.265**		**90.265**		**72.423**		**72.423**	

Al 31 dicembre 2022 il 38,2% dell'indebitamento finanziario a lungo e a breve termine è espresso a tassi variabili (38,4% al 31 dicembre 2021). 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 2021 risulta pari a 34,7% dell'indebitamento finanziario a lungo e a breve termine (31% al 31 dicembre 2021). Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di Risk Management.

La tabella seguente riporta l'impatto della riforma IBOR sull'indebitamento finanziario a lungo termine per i principali indici (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse – riforma IBOR" all'interno della nota 51.1).

Milioni di euro				
	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
Valore nominale	**Fase 1**	**Fase 2**	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	1.310	-	888	-
GBP LIBOR/SONIA	-	-	-	-
Totale	**1.310**	**-**	**888**	**-**

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:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;
- clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;
- clausole di "cross default", in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

A partire dal 2019, Enel Finance International NV ha emesso sul mercato europeo (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie Euro Medium Term Notes - EMTN) e sul mercato americano alcuni prestiti obbligazionari "sostenibili", garantiti da Enel SpA, legati al raggiungimento di alcuni degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che contengono gli stessi covenant degli altri prestiti obbligazionari della stessa tipologia.
Nel 2022 Enel Finance America LLC ha emesso sul mercato americano un prestito obbligazionario "sostenibile", 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 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 fa presente che alcuni contratti di finanziamento sottoscritti da Enel SpA, anche in qualità di garante, prevedono alcuni impegni aggiuntivi, quali:

- l'impegno all'utilizzo del finanziamento esclusivamente per la copertura dei collaterali per le attività di trading sui mercati dell'energia;

- una clausola di "danno reputazionale", in base alla quale la banca finanziatrice può richiedere la cancellazione dell'impegno finanziario da essa assunto e il pagamento anticipato delle somme erogate qualora si verifichi un danno accertato alla reputazione propria o di altri soggetti in conseguenza di sostanziali violazioni di talune normative;
- l'impegno, anche del garante, ad assicurare il rispetto di determinate normative e standard ambientali e sociali.

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.

48.3.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 18.392 milioni*

Al 31 dicembre 2022 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 18.392 milioni di euro, registrando un incremento di 5.086 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**2022-2021**
Debiti verso banche a breve termine	1.320	1.329	(9)
Commercial paper	13.838	10.708	3.130
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.513	918	595
Altri finanziamenti a breve termine[(1)]	1.721	351	1.370
Totale finanziamenti a breve termine	**18.392**	**13.306**	**5.086**

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti".

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 13.838 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, Endesa ed Enel Finance America.
Tra i programmi di commercial paper si segnalano:

- 8.000 milioni di euro di Enel Finance International, incrementati nel corso del 2022 dai precedenti 6.000 milioni di euro;
- 5.000 milioni di euro di Endesa, incrementati nel corso del 2022 dai precedenti 4.000 milioni di euro;
- 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.414 milioni di euro al 31 dicembre 2022, di Enel Finance America.

Al 31 dicembre 2022 l'intero ammontare delle commercial paper, pari a 13.838 milioni di euro, è legato a obiettivi di sostenibilità.

48.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

48.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2022		2021[1]	
	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(1.242)**	***(1.305)***	**(883)**	***(1.151)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	(4)	-	15	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	**(4)**	**-**	**15**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	9	-	3	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**9**	**-**	**3**	**-**
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(2.357)**	**-**	**(4.310)**	**-**
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

(1) Il dato relativo all'esercizio 2021 è stato rideterminato, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" degli utili(perdite) netti afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 14 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

49. 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.

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.

Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subíto variazioni rispetto al precedente esercizio.

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 2022 e del 31 dicembre 2021 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Da variabile a fisso interest rate swap	5.836	7.700
Da fisso a variabile interest rate swap	1.401	722
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	618	391
Interest rate option	-	50
Totale	**7.855**	**8.863**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse si prega di far riferimento alla nota 51 "Derivati ed hedge accounting".

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, 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.

Milioni di euro	2022				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	32	(32)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	25	(25)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	29	(29)
Fair value hedge	25	-	-	(9)	9

Al 31 dicembre 2022 il 22,3% (24,5% al 31 dicembre 2021) del valore nozionale dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di 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 dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2022, risulta essere coperto per l'82,0% rispetto all'esposizione (coperto per l'84,5% al 31 dicembre 2021).

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazioni inattese delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate estere, denominati in valuta locale, in euro quale valuta di conto del Gruppo.
L'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di cambio è legata in particolare alle operazioni di compravendita di

combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Le policy di Gruppo relative alla gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato Over the Counter (OTC).

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"). Tali contratti possono prevedere la consegna effettiva del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di scadenza (non-deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2022 e del 31 dicembre 2021, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	28.444	21.123
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	8.392	6.183
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	5.333	5.034
Altri contratti forward	1.497	926
Totale	**43.666**	**33.266**

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 28.444 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (21.123 milioni di euro al 31 dicembre 2021);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 13.725 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale e combustibili, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (11.217 milioni di euro al 31 dicembre 2021); la variazione del valore nozionale nell'anno ha risentito di una maggiore esposizione al rischio cambio, in particolare verso il dollaro statunitense, conseguente all'aumento dei prezzi del gas naturale e alla ripresa della produzione di energia elettrica da carbone;
- gli "Altri contratti forward", in cui 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 connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile. Nel corso del 2022 sono state coperte le esposizioni alle fluttuazioni del tasso di cambio euro/renminbi cinese derivanti dagli investimenti in progetti BESS (Battery Energy Storage System).

Al 31 dicembre 2022 si rileva che il 51% (45% al 31 dicembre 2021) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 18% al 31 dicembre 2022 (17% al 31 dicembre 2021).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.
Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le altre divise 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.

Milioni di euro		2022			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	EUR Appr.	EUR Depr.	EUR Appr.	EUR Depr.
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine in valuta diversa dall'euro dopo le coperture	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	880	(1.073)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(3.434)	4.193
Fair value hedge	10%	(40)	49	-	-

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 es., contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).
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 es., PPA) e contratti finanziari (per es., contratti per differenza, 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. 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, opzioni su commodity, future e contratti per differenza).
Alcuni di questi prodotti possono essere indicizzati a sottostanti diversi (carbone, gas, petrolio, CO_2, diverse geografie ecc.) 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, carbone, 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.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Contratti forward e future	114.128	90.273
Swap	11.271	12.122
Opzioni	504	1.076
Embedded	-	-
Totale	**125.903**	**103.471**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 51 "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, del gas e dei prodotti petroliferi e, in minor misura, della CO_2. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia elettrica e delle commodity petrolifere e, in misura inferiore, della CO_2. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	2022				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	20%	(165)	169	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	20%	(17)	22	(273)	243

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento), nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o controparti operanti nello stesso settore ovvero appartenenti alla stessa area geografica.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito e controparte è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali verso terzi);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito e controparte, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Regione, Paese e Linea di Business Globale da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.
Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Regioni, Paesi e Linee di Business Globali e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da implementare.
La politica di gestione del rischio di credito e controparte derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefíci a esse connessi.
Con riferimento all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Regione/Paese/Linea di Business Globale, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (es: netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.
Nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Crediti finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2022				
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	1,2%	16.918	205	16.713
Underperforming	Lifetime ECL	4,1%	266	11	255
Non-performing	Lifetime ECL	12,6%	254	32	222
Totale			**17.438**	**248**	**17.190**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**79**	**-**	**79**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,7%	5.560	41	5.519
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,0%	477	5	472
- 31-60 giorni	1,3%	75	1	74
- 61-90 giorni	2,8%	36	1	35
- 91-120 giorni	7,1%	28	2	26
- 121-150 giorni	12,5%	24	3	21
- 151-180 giorni	5,9%	51	3	48
- più di 180 giorni (credit impaired)	80,8%	1.629	1.317	312
Totale crediti commerciali		**7.880**	**1.373**	**6.507**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,2%	1.401	31	1.370
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	35	-	35
- 31-60 giorni	-	219	-	219
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	16,3%	147	24	123
Totale altri crediti		**1.804**	**55**	**1.749**
TOTALE		**9.763**	**1.428**	**8.335**

Milioni di euro

	al 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**110**	**-**	**110**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,7%	5.339	39	5.300
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,2%	489	6	483
- 31-60 giorni	3,4%	89	3	86
- 61-90 giorni	10,2%	59	6	53
- 91-120 giorni	50,0%	34	17	17
- 121-150 giorni	31,6%	19	6	13
- 151-180 giorni	26,9%	26	7	19
- più di 180 giorni (credit impaired)	77,1%	1.813	1.397	416
Totale crediti commerciali		**7.868**	**1.481**	**6.387**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	1,9%	1.712	32	1.680
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	352	-	352
- 31-60 giorni	-	244	-	244
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	2	-	2
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	13,9%	332	46	286
Totale altri crediti		**2.642**	**78**	**2.564**
TOTALE		**10.620**	**1.559**	**9.061**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

	al 31.12.2022			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**4,3%**	**46**	**2**	**44**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,4%	7.698	187	7.511
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	535	14	521
- 31-60 giorni	42,3%	123	52	71
- 61-90 giorni	24,0%	275	66	209
- 91-120 giorni	29,0%	186	54	132
- 121-150 giorni	35,6%	146	52	94
- 151-180 giorni	45,0%	129	58	71
- più di 180 giorni (credit impaired)	56,4%	3.416	1.927	1.489
Totale crediti commerciali		**12.508**	**2.410**	**10.098**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	251	-	251
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	50,0%	2	1	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	-	-	-
Totale altri crediti		**253**	**1**	**252**
TOTALE		**12.807**	**2.413**	**10.394**

Milioni di euro

	al 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**11,5%**	**26**	**2**	**24**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	1,7%	4.603	77	4.526
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,8%	3.321	94	3.227
- 31-60 giorni	9,9%	272	27	245
- 61-90 giorni	15,3%	183	28	155
- 91-120 giorni	26,1%	111	29	82
- 121-150 giorni	32,4%	111	36	75
- 151-180 giorni	33,3%	90	30	60
- più di 180 giorni (credit impaired)	58,5%	3.180	1.861	1.319
Totale crediti commerciali		**11.871**	**2.182**	**9.689**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	804	76	728
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	7	-	7
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	1	-	1
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	1	-	1
Totale altri crediti		**813**	**76**	**737**
TOTALE		**12.710**	**2.260**	**10.450**

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.

Enel gestisce il rischio di liquidità attuando opportune misure tese a garantire un adeguato livello di risorse finanziarie liquide, minimizzandone il relativo costo opportunità e mantenendo una struttura del debito equilibrata in termini di scadenze e fonti di finanziamento.

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.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito e commercial paper non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2022		al 31.12.2021	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	355	19.122	438	14.822
Linee di credito uncommitted	980	-	888	-
Commercial paper	3.847	-	3.709	-
Totale	**5.182**	**19.122**	**5.035**	**14.822**

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro

Al 31.12.2022	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2024	2025	2026	2027	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	54	924	4.674	3.421	3.848	3.738	13.233
- tasso variabile quotate	237	300	391	304	225	199	891
- tasso fisso non quotate	-	-	1.403	1.395	1.163	2.529	12.237
- tasso variabile non quotate	-	97	97	97	97	97	40
Totale obbligazioni	**291**	**1.321**	**6.565**	**5.217**	**5.333**	**6.563**	**26.401**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	73	138	928	288	406	692	748
- tasso variabile	120	557	3.144	1.196	2.399	944	4.488
- uso linee di credito revolving	-	2	-	26	2	-	-
Totale finanziamenti bancari	**193**	**697**	**4.072**	**1.510**	**2.807**	**1.636**	**5.236**
Leasing:							
- tasso fisso	67	184	219	200	172	144	1.644
- tasso variabile	1	9	10	11	6	1	4
Totale leasing	**68**	**193**	**229**	**211**	**178**	**145**	**1.648**
Altri finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	18	52	61	56	60	56	201
- tasso variabile	-	2	-	6	-	-	-
Totale altri finanziamenti non bancari	**18**	**54**	**61**	**62**	**60**	**56**	**201**
TOTALE	**570**	**2.265**	**10.927**	**7.000**	**8.378**	**8.400**	**33.486**

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 2022.

Milioni di euro	al 31.12.2022	2022-2025	2026-2030	2031-2035	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	64.878	18.777	17.752	10.913	17.436
- combustibili	96.996	11.842	59.697	13.466	11.991
Totale	**161.874**	**30.619**	**77.449**	**24.379**	**29.427**

50. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2022 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.

51. Derivati ed hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value 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 es., 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.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	154	139	22	19	-	-	-	-
- cambi	99	672	15	42	-	-	-	-
- di cui connessi a finanziamenti	*70*	*672*	*14*	*42*	-	-	-	-
Totale	**253**	**811**	**37**	**61**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	4.949	404	336	19	9	-	-	-
- cambi	16.955	14.980	1.854	1.356	4.053	2.690	389	104
- di cui connessi a finanziamenti	*15.402*	*13.130*	*1.786*	*1.303*	*1.244*	*77*	*236*	*14*
- commodity	4.321	2.693	1.270	1.059	7.416	3.469	2.366	3.023
Totale	**26.225**	**18.077**	**3.460**	**2.434**	**11.478**	**6.159**	**2.755**	**3.127**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	-	50	-	1
- cambi	19	26	1	-	3.640	2.154	74	23
- commodity	1.774	1.147	472	277	49.253	48.304	12.001	19.640
Totale	**1.793**	**1.173**	**473**	**277**	**52.893**	**50.508**	**12.075**	**19.664**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**28.271**	**20.061**	**3.970**	**2.772**	**64.371**	**56.667**	**14.830**	**22.791**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	1.603	660	92	5	-	-	-	-
- cambi	813	-	99	-	185	-	-	-
- di cui connessi a finanziamenti	*750*	-	*91*	-	-	-	-	-
Totale	**2.416**	**660**	**191**	**5**	**185**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	890	6.807	59	620	150	653	1	9
- cambi	11.956	7.224	1.640	1.244	3.798	1.892	176	49
- di cui connessi a finanziamenti	*8.388*	*5.034*	*1.348*	*1.099*	*67*	*21*	*2*	*1*
- commodity	6.403	3.312	3.417	1.301	9.556	2.067	4.322	4.853
Totale	**19.249**	**17.343**	**5.116**	**3.165**	**13.504**	**4.612**	**4.499**	**4.911**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	100	150	23	73
- cambi	52	73	1	2	2.096	3.555	34	60
- commodity	1.281	884	587	167	45.899	41.595	11.585	19.563
Totale	**1.333**	**957**	**588**	**169**	**48.095**	**45.300**	**11.642**	**19.696**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**22.998**	**18.960**	**5.895**	**3.339**	**61.784**	**49.912**	**16.141**	**24.607**

I derivati su cambio connessi a finanziamenti fanno riferimento al fair value e al nozionale dei cross currency swap stipulati a copertura dei finanziamenti in valuta estera verso terze parti; il fair value netto di tali derivati confluisce nella rappresentazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo.

51.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente 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, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity (ivi inclusi i Virtual PPA), e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.
All'inception della transazione, il Gruppo deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia e obiettivi di risk management. Inoltre, la Società documenta, all'inception e successivamente su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.
Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, il Gruppo valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.
In relazione alla natura dei rischi cui è esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge; o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui il Gruppo è esposto si rimanda alla nota 49 "Risk management".
Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (ossia, stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata dal Gruppo mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (ossia, regressione lineare).

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, break up clause, master netting agreements ecc.).

Il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.
L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- basis difference (ossia, i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- differenze di timing (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- differenze di quantità o di importo nozionale (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (ossia, 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);
- rischio di credito (ossia, il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Nel corso del 2022 il conflitto tra Russia e Ucraina ha reso il contesto macroeconomico particolarmente instabile, impattando sulle catene di approvvigionamento delle materie prime e causando un'elevata volatilità dei prezzi, soprattutto nel comparto delle commodity energetiche. In questo contesto, la gestione del rischio commodity si è dimostrata solida e non ha evidenziato conseguenze significative sulla tenuta delle relazioni di copertura anche grazie alla solidità dei modelli di portafoglio integrato in uso nelle principali realtà europee in cui opera il Gruppo e alla diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento. Anche il rischio di credito non è stato particolarmente impattante in quanto il Gruppo si interfaccia principalmente con controparti di Borsa o con un elevato merito creditizio oppure con controparti adeguatamente garantite da fideiussioni bancarie o assicurative.
Relativamente alla gestione del rischio di tasso di interesse e di cambio, gli impatti del conflitto russo-ucraino e del delicato contesto macroeconomico sono stati limitati e comunque non tali da influenzare direttamente e in misura significativa la valutazione degli strumenti derivati e l'esito delle verifiche di efficacia sulle coperture; la volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari è stata compensata da azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari derivati.

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dal Gruppo per la copertura delle variazioni del fair value di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare 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 dell'elemento coperto.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa 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)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico (per es., quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto comporta l'iscrizione di un'attività non finanziaria (ossia, terreni, impianti e macchinari o magazzino ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile cui si applica il fair value hedge, l'importo cumulato a patrimonio netto (ossia, riserva cash flow) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (ossia, costo o altro valore contabile) dell'attività o passività coperte (ossia, "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 a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i forward come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore dell'elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti forward (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. Tale approccio è applicato dal Gruppo per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle rinnovabili.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il cross currency interest rate swap come strumento di copertura, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva 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 alla strategia di risk management, il Gruppo Enel applica un approccio dinamico di hedge accounting basato su specifici requisiti di liquidità (c.d. "Liquidity Based Approach").

Tale approccio richiede di designare le coperture mediante l'utilizzo dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e di sostituirli 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 il nuovo derivato soddisfa entrambi i seguenti requisiti:

- rappresenta una best proxy rispetto al vecchio derivato, in termini di ranking; e
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato 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 dovranno essere rilevate in contropartita al patrimonio netto (ossia, riserva di cash flow hedge), mentre le variazioni di fair value del vecchio derivato dovranno essere rilevate a Conto economico.

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse – "riforma IBOR"

Overview

Gli indici di riferimento basati sui mercati interbancari (Interbank Offered Rates, "IBOR") rappresentano tassi di riferimento ai quali le banche possono prendere in prestito fondi nel mercato interbancario su base non garantita, per un dato periodo che va dall'overnight ai 12 mesi, in una determinata divisa.

Negli anni recenti ci sono stati vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo, e per questa ragione gli enti regolatori nel mondo hanno iniziato una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, che include la sostituzione di alcuni indici di riferimento con tassi di riferimento alternativi privi di rischio ("riforma IBOR").

La principale esposizione del Gruppo agli IBOR è basata su Euribor e USD LIBOR.

L'Euribor è ancora considerato in linea con l'European Benchmarks Regulation (BMR) e questo consente ai partecipanti al mercato di continuare a utilizzarlo sia per i contratti esistenti sia per quelli nuovi.

In linea con le più recenti pubblicazioni su questo tema da parte dei maggiori enti regolatori:

- gli indici USD LIBOR 1 mese, 3 mesi e 6 mesi diventeranno non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo sarà il Secured Overnight Financing Rate (SOFR);

- gli indici GBP LIBOR 1 mese, 3 mesi e 6 mesi diventeranno non rappresentativi dopo il 31 dicembre 2021 e il tasso di riferimento alternativo sarà lo Sterling Overnight Index Average (SONIA).

In conseguenza della riforma IBOR sono state previste alcune deroghe temporanee alle regole sulle relazioni di copertura in attuazione delle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e ad agosto 2020 (fase 2) per indirizzare, rispettivamente:

- tematiche *ante* sostituzione che impattano l'informativa finanziaria nel periodo che precede la sostituzione di un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente con un tasso alternativo pressoché privo di rischio (fase 1); e
- tematiche post-sostituzione che potrebbero impattare l'informativa finanziaria quando un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente è riformato o sostituito e dunque quando non c'è più l'incertezza iniziale, ma i contratti e le relazioni di copertura devono ancora essere aggiornate per riflettere i nuovi tassi di riferimento (fase 2).

Impatto della riforma IBOR sul Gruppo

In un contesto di incertezza che riguarda la transizione IBOR nei vari Paesi, il Gruppo ha definito il perimetro globale, in termini di numerosità e di valore nominale, dei contratti impattati dalla riforma. Inoltre, alcune modifiche contrattuali sono già state effettuate nei contratti precedentemente indicizzati al GBP LIBOR nel corso del 2021 e altre lo saranno durante il 2023 sulla base dell'evoluzione della riforma IBOR e delle prassi di mercato.

Debiti e derivati

Il Gruppo detiene debito a tasso variabile principalmente indicizzato all'Euribor e all'USD LIBOR che è quasi interamente coperto attraverso strumenti finanziari derivati per scopi di gestione del rischio.

Alla data di riferimento del bilancio non ci sono azioni pianificate dal Gruppo con riguardo all'Euribor poiché, come sopra esposto, questo indice è stato interamente riformato per essere in linea con la European Union Benchmarks Regulation. Nonostante la continuità sull'Euribor, clausole di sostituzione potrebbero essere richieste e dunque potrebbero essere implementate dal Gruppo all'interno dei nuovi contratti in accordo con l'evoluzione delle migliori pratiche di mercato.

Durante il 2022 il Gruppo ha stipulato nuovi prestiti in dollari statunitensi indicizzati al SOFR. Il principale obiettivo dei prossimi mesi sarà come modificare le esposizioni esistenti da USD LIBOR a USD SOFR e come utilizzare i nuovi tassi alternativi pressoché privi di rischio per le nuove transazioni finanziarie.

Gli strumenti derivati del Gruppo sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti dall'ISDA (International Swaps and Derivatives Association).

L'ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma IBOR e modificato le scelte relative ai tassi variabili all'interno delle definizioni ISDA del 2006 per includere clausole di sostituzione applicabili alla dismissione permanente di specifici indici di riferimento chiave; questi cambiamenti sono divenuti efficaci il 25 gennaio 2021. Le transazioni incorporate nelle definizioni ISDA del 2006 effettuate il 25 gennaio 2021, o successivamente, includono le scelte sui tassi variabili rettificate (per es., la scelta sul tasso variabile con la clausola di sostituzione), mentre le altre transazioni concluse ante tale data (c.d. "contratti derivati precedenti") continuano a essere basate sulle definizioni ISDA del 2006.

Per questo motivo l'ISDA ha pubblicato un protocollo IBOR di sostituzione per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le definizioni rettificate.

Il Gruppo sta valutando se: (i) aderire o meno al suddetto protocollo, in base alla sua esposizione e all'evoluzione della riforma IBOR, oppure (ii) rettificare in anticipo i contratti impattati bilateralmente dalla riforma.

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono principalmente indicizzati a Euribor, USD LIBOR e SONIA.

Il Gruppo ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2022 con riferimento sia agli strumenti di copertura sia agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti che gli strumenti di copertura cambieranno parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBOR) a tassi sostitutivi di riferimento pressoché privi di rischio (RFR) come risultato delle modifiche contrattuali che saranno efficaci nei prossimi anni.

In particolare, c'è ancora incertezza su come potrà avvenire la sostituzione che riguarda sia gli strumenti di copertura sia gli elementi coperti indicizzati all'USD LIBOR. Il Gruppo gestisce l'incertezza relativa a tali relazioni di copertura continuando ad applicare le deroghe temporanee previste dalle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1). Si è quindi ritenuto che gli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse su cui sono basati i flussi di cassa degli elementi coperti o degli strumenti di copertura non si modificassero come conseguenza della riforma IBOR. La deroga è stata applicata relativamente ai seguenti requisiti delle relazioni di copertura:

- determinare se una transazione attesa è altamente probabile;
- stabilire se i flussi di cassa futuri coperti si verificheranno in una relazione cessata di copertura di tipo cash flow hedge;
- valutare la relazione economica tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura.

Le relazioni di copertura impattate potrebbero incorrere in un'inefficacia attribuibile a differenti sostituzioni di indici di riferimento esistenti con tassi di riferimento alternativi pressoché privi di rischio. In ogni caso il Gruppo lavorerà per implementare le sostituzioni nello stesso momento.
Inoltre, il Gruppo ha modificato il riferimento al GBP LIBOR nei suoi strumenti di copertura su tasso di interesse utilizzati nelle relazioni di copertura di tipo cash flow hedge con il nuovo, economicamente equivalente, indice di riferimento SONIA alla fine del 2021. Conseguentemente il Gruppo non applica più a queste relazioni di copertura le modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e, di conseguenza, sta applicando le modifiche all'IFRS 9 emesse ad agosto 2020 (fase 2), modificando la designazione formale della relazione di copertura come richiesto dalla riforma IBOR e senza considerare tale evento come una cessazione della relazione di copertura.
Inoltre, per le relazioni di copertura di tipo cash flow hedge, nel modificare la descrizione dell'elemento coperto nella relazione di copertura, gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge sono stati considerati basati sull'indice di riferimento alternativo su cui sono determinati i futuri flussi di cassa coperti.
La seguente tabella fornisce il dettaglio dei valori nozionali degli strumenti di copertura per i quali le modifiche all'IFRS 9, sia di fase 1 sia di fase 2, sono state applicate al 31 dicembre 2022, suddivisi per indice di riferimento alternativo per la determinazione del tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	
Strumenti di copertura	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	977	-
GBP LIBOR/SONIA	-	1.240
Totale	**977**	**1.240**

Contratti non ancora modificati inclusi quelli con clausole di sostituzione specifiche

Il Gruppo monitora l'evoluzione della transizione dai vecchi indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse ai nuovi, rivedendo gli importi totali dei contratti ancora non indicizzati ai nuovi tassi di riferimento e gli importi dei contratti, tra questi, che già includono specifiche clausole di sostituzione. Il Gruppo considera un contratto non ancora transitato a un tasso di riferimento alternativo quando il tasso di interesse del contratto è indicizzato a un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse ancora soggetto a riforma IBOR e dunque quando esistono ancora le incertezze sul come e quando avverrà la sostituzione con il nuovo tasso di riferimento.

51.1.1 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 delle transazioni in essere al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 distinti per scadenza.

Milioni di euro	Maturity						
	2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2022							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	159	722	573	902	2.017	3.382	7.755
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	159	623	573	682	1.558	2.724	6.319
Tasso di interesse medio IRS in EUR	4,41	2,24	1,91	2,20	1,84	1,61	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	-	47	-	-	459	237	743
Tasso di interesse medio IRS in USD		0,70			3,23	3,84	

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 2022 e al 31 dicembre 2021, 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 31.12.2022**			**al 31.12.2021**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	20	(2)	518	13	(1)	241
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	2	(90)	1.239	6	(4)	558
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	29	(44)	1.190	-	(167)	1.190
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	-	(9)	162	13	(1)	164
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	307	(7)	4.646	6	(461)	6.510
Totale		**358**	**(152)**	**7.755**	**38**	**(634)**	**8.663**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**
Fair value hedge								
Interest rate swap	154	139	22	19	1.603	660	(92)	(5)
Totale	**154**	**139**	**22**	**19**	**1.603**	**660**	**(92)**	**(5)**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	4.958	404	336	19	1.040	7.460	(60)	(629)
Totale	**4.958**	**404**	**336**	**19**	**1.040**	**7.460**	**(60)**	**(629)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**5.112**	**543**	**358**	**38**	**2.643**	**8.120**	**(152)**	**(634)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2022 pari a 7.755 milioni di euro e il corrispondente fair value positivo è pari a 206 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2021 il valore nozionale evidenzia un decremento di 908 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 481 milioni di euro;
- alla classificazione come attività possedute per la vendita di alcune società australiane detenenti strumenti finanziari derivati su tasso di interesse per un ammontare pari a 340 milioni di euro;
- a nuovi interest rate swap per 1.174 milioni di euro;
- alla riduzione del nozionale degli Interest Rate Swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 211 milioni di euro.

Si rileva inoltre la chiusura anticipata di Interest Rate Swap per un ammontare pari a 1.050 milioni di euro. Il miglioramento del fair value, pari a 802 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

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 2022 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2022	2021
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di interesse	(84)	(10)
Elemento coperto	75	3
Inefficacia	**(9)**	**(7)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	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	1.757	(70)	(70)	799	14	14

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	1.152	(87)	(81)	562	4	(8)
Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	576	(16)	(18)	262	(9)	12
Totale	**1.728**	**(103)**	**(99)**	**824**	**(5)**	**4**

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2022	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	336	80	98	60	48	64	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(60)	(15)	(10)	(10)	(8)	(24)	-

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	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	5.998	276	276	7.864	(610)	(610)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2022					al 31.12.2021				
	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	15	-	(15)	-	-	167	-	(167)	-	-
Crediti finanziari a tasso variabile	9	-	(9)	-	-	(12)	-	12	-	-
Finanziamenti a tasso variabile	(327)	(28)	326	-	2	417	(32)	(417)	-	(6)
Totale	**(303)**	**(28)**	**302**	**-**	**2**	**572**	**(32)**	**(572)**	**-**	**(6)**

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 delle transazioni in essere al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Al 31.12.2022							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	1.908	4.831	2.648	1.265	2.380	15.701	28.733
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	1.171	2.290	2.107	1.171	1.615	11.529	19.883
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,33	1,13	1,07	1,18	1,10	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	958	-	-	564	3.721	5.243
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP		0,88			0,90	0,81	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	228	-	-	132	-	360
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF		1,06			1,21		
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	140	288	239	94	-	-	761
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,22	5,50	5,22	5,29			
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	597	438	181	-	70	-	1.286
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,09	6,25	6,16		3,92		
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	6.127	2.374	625	-	-	-	9.126
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	4.713	2.345	625	-	-	-	7.683
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,09	1,10	1,11				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	333	-	-	-	-	-	333
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,61						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	311	-	-	-	-	-	311
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,41						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	199	20	-	-	-	-	219
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	906,90	921,05					
Valore nozionale - currency forward USD/COP	156	2	-	-	-	-	158
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.720,74	4.444,96					

Milioni di euro	Maturity						
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2021							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	258	1.574	4.638	1.002	1.153	12.814	21.439
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	-	1.104	2.158	661	1.104	8.632	13.659
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD		1,33	1,13	1,17	1,18	1,21	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	-	1.012	-	-	3.678	4.690
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP			0,88			0,82	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	-	218	-	-	126	344
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF			1,06			1,21	
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	98	132	295	155	49	244	973
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	4,81	5,22	5,55	5,29	5,39	3,57	
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	160	339	402	79	-	77	1.057
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,41	6,44	6,25	6,71		3,92	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	4.324	1.320	371	4	-	-	6.019
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.064	1.268	371	4	-	-	4.707
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,16	1,19	1,18	1,18			
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	311	-	-	-	-	-	311
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,65						
Valore nozionale - currency forward USD/COP	284	-	-	-	-	-	284
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	3.963,93						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	145	-	-	-	-	-	145
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	818,94						
Valore nozionale - currency forward USD/CAD	107	-	-	-	-	-	107
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CAD	1,24						

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 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2022			**al 31.12.2021**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	15	(99)	1.097	12	-	595
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	30	-	77
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso variabile	95	(76)	1.061	88	(19)	953
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziament/Crediti in valuta estera a tasso fisso	4	(233)	2.445	43	(58)	2.553
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	60	-	414	37	-	344
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.864	(1.293)	23.381	1.159	(1.095)	16.601
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(50)	335	-	(75)	316
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	9	(6)	326	7	(3)	378
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	192	(135)	7.508	106	(36)	4.802
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	19	(23)	1.292	20	(7)	839
Totale		**2.258**	**(1.915)**	**37.859**	**1.502**	**(1.293)**	**27.458**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 26.923 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 positivo pari a 258 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.810 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 29 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 7.834 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value positivo complessivo pari a 60 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 1.292 milioni di euro e un fair value negativo pari a 4 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto, connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**	**al 31.12.2022**	**al 31.12.2021**
Fair value hedge								
CCIRS	99	672	15	42	998	-	(99)	-
Totale	**99**	**672**	**15**	**42**	**998**	**-**	**(99)**	**-**
Cash flow hedge								
Currency forward	4.313	4.117	220	133	4.813	1.902	(164)	(46)
CCIRS	16.695	13.553	2.023	1.327	10.941	7.214	(1.652)	(1.247)
Totale	**21.008**	**17.670**	**2.243**	**1.460**	**15.754**	**9.116**	**(1.816)**	**(1.293)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**21.107**	**18.342**	**2.258**	**1.502**	**16.752**	**9.116**	**(1.915)**	**(1.293)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2022, pari a 28.733 milioni di euro (21.439 milioni di euro al 31 dicembre 2021), evidenzia un incremento di 7.294 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 258 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 7.500 milioni di euro, di cui 6.936 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in sterline e dollari statunitensi intervenute nel corso del 2022. Inoltre, a seguito della novazione di un prestito obbligazionario in dollari statunitensi da Enel Finance International a Enel Finance America, si rileva la chiusura anticipata del relativo cross currency interest rate swap per un ammontare pari a 662 milioni di euro. Il valore risente infine dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e dell'effetto delle quote di ammortamento che hanno determinato un incremento del valore nozionale per 714 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2022, pari a 9.126 milioni di euro (6.019 milioni di euro al 31 dicembre 2021), evidenzia un incremento di 3.107 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale, dall'acquisto di combustibili e da flussi di cassa relativi a investimenti. Le variazioni del valore nozionale risentono di una maggiore esposizione al rischio cambio, in particolare verso il dollaro statunitense, conseguente all'aumento dei prezzi del gas naturale, e della ripresa della produzione di energia elettrica da carbone.

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 2022 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2022	2021
	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di cambio	(119)	9
Elemento coperto	129	(8)
Inefficacia	**10**	**1**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022			al 31.12.2021		
	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)	1.097	(84)	(87)	672	42	37

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022			al 31.12.2021		
	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	525	(109)	70	639	35	(40)
Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	449	(10)	13	-	-	-
Totale	**974**	**(119)**	**83**	**639**	**35**	**(40)**

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.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2022	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	2.243	1.256	889	320	299	2.197	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.816)	(58)	(53)	(97)	7	(361)	-

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022			al 31.12.2021		
	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)	27.636	371	433	20.767	80	82
Currency forward	9.126	56	56	6.019	87	89
Totale	**36.762**	**427**	**489**	**26.786**	**167**	**171**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022					al 31.12.2021				
	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 a Conto economico[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	
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	(30)	30	-	(11)	-	(69)	69	-	-	
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	225	(225)	(4)	-	-	15	(15)	-	-	
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(60)	60	-	-	-	(37)	37	-	-	
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	(628)	509	(56)	-	118	(66)	66	(2)	-	
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	50	(50)	-	-	-	75	(75)	-	-	
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	(3)	3	-	-	-	(2)	2	1	-	
Acquisti futuri di commodity in valuta	(60)	59	(1)	(1)	-	(72)	72	-	-	
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	7	(7)	1	2	-	(15)	15	(3)	-	
Totale	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**	**(171)**	**171**	**(4)**	**-**	

(1) L'impatto è connesso al movimento dei cambi spot tra la data di stipula dei CCIRS a copertura di obbligazioni in valuta estera e l'effettiva erogazione del prestito.

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
Al 31.12.2022							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	653	164	143	139	132	333	1.564
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	162,5	77,9	48,9	47,2	45,8	29,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	1.037	-	-	-	-	-	1.037
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	293,7	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	1.183	1.184	1.205	23	20	65	3.680
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	60,1	47,9	52,0	21,0	8,3	7,2	
Valore nozionale su petrolio	1.076	227	48	-	-	-	1.351
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	105,0	93,0	82,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.906	509	388	294	249	720	5.066
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	148,1	35,2	17,4	17,8	15,8	15,6	
Valore nozionale su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping ($/t)	-	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	7.171	4.099	229	-	-	-	11.499
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	72,9	92,1	56,6	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	1.635	226	50	-	-	-	1.911
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	81,3	94,9	94,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	1.263	58	-	-	-	-	1.321
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	81,7	73,9	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	16	16	16	16	16	117	197
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	33,0	
Valore nozionale su gas	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	70	-	-	-	-	-	70
Prezzo medio - commodity option su petrolio ($/bbl)	133	-	-	-	-	-	

Milioni di euro	Maturity						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Al 31.12.2021							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	124	164	168	149	146	472	1.223
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	51,8	53,7	47,5	46,6	46,0	33,2	
Valore nozionale su gas	131	372	129	11	17	93	753
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	63,8	13,7	12,1	9,4	12,0	9,6	
Valore nozionale su petrolio	669	244	99	-	-	-	1.012
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	86,4	92,9	79,4	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	319	637	302	288	248	856	2.650
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	29,7	43,3	20,0	19,7	18,7	16,6	
Valore nozionale su carbone/shipping	14	-	-	-	-	-	14
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/shipping ($/t)	90,8	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	3.315	1.048	5	-	-	-	4.368
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	15,1	18,9	18,0	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	476	61	-	-	-	-	537
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	46,1	38,4	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	600	57	-	-	-	-	657
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	37,7	51,6	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	10	21	21	21	21	134	228
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	26,3	29,3	29,9	29,8	29,8	32,6	
Valore nozionale su gas	99	-	-	-	-	-	99
Prezzo medio - commodity option su gas (€/MWh)	50,5	-	-	-	-	-	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di prezzo su commodity delle transazioni in essere al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	1.213	820	982	640	352	401	(498)	(263)
- forward/future	1.535	769	89	1.073	3.510	1.881	(898)	(598)
- opzioni	218	229	36	49	-	-	(12)	(18)
Totale derivati su energia	**2.966**	**1.818**	**1.107**	**1.762**	**3.862**	**2.282**	**(1.408)**	**(879)**
Derivati su carbone/shipping:								
- swap	9	-	2	-	1.028	-	(373)	-
- forward/future	-	14	-	3	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	**9**	**14**	**2**	**3**	**1.028**	**-**	**(373)**	**-**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	2.302	669	666	69	2.729	1.095	(765)	(99)
- forward/future	4.734	3.094	1.714	2.557	8.085	1.932	(5.182)	(5.150)
- opzioni	22	30	4	3	48	70	(4)	(26)
Totale derivati su gas e petrolio	**7.058**	**3.793**	**2.384**	**2.629**	**10.862**	**3.097**	**(5.951)**	**(5.275)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	1.704	537	143	410	207	-	(7)	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**1.704**	**537**	**143**	**410**	**207**	**-**	**(7)**	**-**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**11.737**	**6.162**	**3.636**	**4.804**	**15.959**	**5.379**	**(7.739)**	**(6.154)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.
Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 2.384 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO_2 per 143 milioni di euro, a transazioni in derivati su energia per 1.107 milioni di euro e, in minor misura, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione (2 milioni di euro).
Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate su commodity petrolifere e su prodotti gas.
Nella categoria CO_2 rientrano principalmente operazioni di copertura per la compliance del Gruppo Enel.
Nella categoria energia rientrano principalmente operazioni di hedging di medio-lungo termine, in particolare sul perimetro Spagna e Nord America.
I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 5.951 milioni di euro (principalmente per contratti di vendita in hedging), a contratti derivati su energia per 1.408 milioni di euro e, in minor misura, a transazioni in derivati su carbone e CO_2 per rispettivamente 373 milioni di euro e 7 milioni di euro.

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.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2022	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	3.838	2.438	829	160	101	93	217
Derivati passivi (fair value negativo)	(7.941)	(4.598)	(2.116)	(619)	(180)	(153)	(275)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022			al 31.12.2021		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Swap su energia	1.564	485	469	1.221	377	377
Swap su carbone/shipping	1.037	(371)	(371)	-	-	-
Swap su gas e petriolio	5.031	(99)	(98)	1.764	(30)	(30)
Forward/future su energia	5.045	(809)	(938)	2.675	(223)	(223)
Forward/future su carbone/shipping	-	-	-	14	3	3
Forward/future su gas e petrolio	12.820	(3.469)	(3.673)	5.027	(2.592)	(2.592)
Forward/future su CO_2	1.911	136	138	537	410	410
Option su energia	218	24	24	204	7	7
Option su gas e petrolio	70	-	-	99	(24)	(24)
Totale	**27.696**	**(4.103)**	**(4.449)**	**11.541**	**(2.072)**	**(2.072)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12. 2022				al 31.12.2021			
	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	602	(602)	15	(32)	(297)	297	-	(29)
Transazioni future di carbone/shipping	371	(371)	-	-	(3)	3	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	3.360	(3.360)	-	(232)	2.751	(2.751)	-	(2)
Transazioni future di CO_2	(133)	133	-	-	(410)	410	-	-
Totale	**4.200**	**(4.200)**	**15**	**(264)**	**2.041**	**(2.041)**	**-**	**(31)**

Relativamente ai derivati di cash flow hedge su prezzo commodity, si segnala che anche nel corso del 2022 l'intero comparto commodity è stato oggetto di importanti oscillazioni di prezzo. In particolare, l'impatto più rilevante in termini di variazione di riserva di cash flow hedge è attribuibile a transazioni future di gas che, tra tutte, è stata la commodity che ha maggiormente risentito di questa alta volatilità.

Infine, si segnala che l'inefficacia rilevata a Conto economico nel 2022 sulle transazioni future di gas è afferente principalmente a operazioni di proxy hedging sul perimetro Spagna.

51.2 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 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Derivati FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	-	50	-	1	100	100	(23)	(71)
- interest rate option	-	-	-	-	-	50	-	(2)
su tasso di cambio:								
- currency forward	3.659	2.180	75	23	2.102	3.628	(34)	(62)
- CCIRS	-	-	-	-	46	-	(1)	-
su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	595	777	106	(78)	245	1.088	(180)	(198)
- forward/future	6.903	23.207	872	3.368	5.620	17.970	(908)	(2.927)
- option	7	3	15	78	140	113	(172)	(16)
Totale derivati su energia	**7.505**	**23.987**	**993**	**3.368**	**6.005**	**19.171**	**(1.260)**	**(3.141)**
Derivati su carbone:								
- swap	-	35	-	4	-	133	-	23
- forward/future	115	213	21	63	1.291	455	(9)	(148)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**115**	**248**	**21**	**67**	**1.291**	**588**	**(9)**	**(125)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	1.964	2.904	806	(1.049)	834	4.199	(550)	1.843
- forward/future	40.669	19.001	10.456	16.706	38.651	16.755	(10.280)	(17.374)
- option	34	232	8	268	33	399	(22)	(402)
Totale derivati su gas e petrolio	**42.667**	**22.137**	**11.270**	**15.925**	**39.518**	**21.353**	**(10.852)**	**(15.933)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	725	3.079	115	557	361	1.366	(35)	(530)
- option	2	-	2	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**727**	**3.079**	**117**	**557**	**361**	**1.366**	**(35)**	**(530)**
Derivati su Altro:								
- swap	-	-	-	-	-	1	-	(1)
- forward/future	13	-	72	-	5	-	(16)	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su Altro	**13**	**-**	**72**	**-**	**5**	**1**	**(16)**	**(1)**
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	**54.686**	**51.681**	**12.548**	**19.941**	**49.428**	**46.257**	**(12.230)**	**(19.865)**

Al 31 dicembre 2022 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 100 milioni di euro. Il fair value negativo di 23 milioni di euro ha subíto un miglioramento di 48 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2022 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 5.761 milioni di euro. Il complessivo decremento del loro valore nozionale per 47 milioni di euro e l'incremento del fair value netto pari a 80 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2022 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 98.207 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 11.270 milioni di euro, delle operazioni in derivati su energia per 993 milioni di euro, delle operazioni in derivati su CO_2 per 117 milioni di euro e, in misura inferiore, delle operazioni in derivati su carbone e "altre commodity" per rispettivamente 21 milioni e 72 milioni di euro.
Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 10.852 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 1.260 milioni di euro, a operazioni in derivati su CO_2, carbone e "altre commodity" per rispettivamente 35 milioni, 9 milioni e 16 milioni di euro.
Sono ricomprese in tali valori 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.
Nella categoria Altro sono ricomprese attività di copertura effettuate su garanzie di origine e certificati verdi, ossia meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo si trovano a gestire il rischio di oscillazione del prezzo di queste certificazioni che recentemente hanno risentito di una maggiore volatilità di mercato rispetto agli anni passati legata a una sempre maggiore sensibilità del mercato alle tematiche di sostenibilità ambientale.

Valutazione al fair value

52. 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".

52.1 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.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2022				al 31.12.2022			
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	29	360	14	43	303	-	-	-	-
Titoli FVOCI	29.1, 30.1	447	447	-	-	78	78	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		94	-	94	-	201	-	201	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	29	7	-	-	7	-	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	29	3.436	-	3.436	-	-	-	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVTPL		8	-	-	8	176	176	-	-
Altri investimenti di liquidità al FVTPL		-	-	-	-	872	42	-	830
Contributi non monetari relativi a certificati ambientali		16	-	-	16	-	-	-	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	51	22	-	22	-	-	-	-	-
- cambi	51	15	-	15	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	51	336	-	336	-	-	-	-	-
- cambi	51	1.854	-	1.854	-	389	-	389	-
- commodity	51	1.270	314	300	656	2.366	496	1.597	273
Derivati di trading:									
- tassi	51	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	51	1	-	1	-	74	-	74	-
- commodity	51	472	109	362	1	12.001	10.640	1.360	1
Rimanenze valutate al fair value	51	15	15	-	-	18	-	18	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		5	-	-	5	2	-	2	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano, prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo, nonché all'impianto di generazione di PH Chucas in Costa Rica, e sono contabilizzate applicando l'IFRIC 12.

Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.
La quota corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" è rappresentata essenzialmente da investimenti di liquidità; la valutazione del loro fair value rientra nelle casistiche di Livello 1 in quanto basata su input di mercato.

La quota non corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 8 milioni di euro al 31 dicembre 2022, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente. La quota corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie nel Livello 1 gli investimenti in titoli e fondi detenuti principalmente da società dell'America Latina.
La quota corrente degli "Altri investimenti di liquidità al FVTPL" al Livello 3 si riferisce principalmente alle attività di ottimizzazione delle eccedenze di cassa di Enel SpA.

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, volatili-

tà) 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.
Marginali eccezioni sono rappresentate da alcuni contratti finanziari a lungo termine (Virtual Power Purchase Agreement - 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.
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.

52.2 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.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2022				al 31.12.2022			
Investimenti immobiliari	22	154	16	-	138	-	-	-	-
Rimanenze	33	-	-	-	-	47	-	-	47

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 154 milioni di euro e per 47 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.

52.3 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.

Milioni di euro		Passività non correnti				Passività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2022				al 31.12.2022			
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	51	92	-	92	-	-	-	-	-
- cambi	51	99	-	99	-	-	-	-	-
- commodity	51	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	51	59	-	59	-	1	-	1	-
- cambi	51	1.640	-	1.640	-	176	-	176	-
- commodity	51	3.417	1.722	1.551	144	4.322	3.049	1.250	23
Derivati di trading:									
- tassi	51	-	-	-	-	23	-	23	-
- cambi	51	1	-	1	-	34	-	34	-
- commodity	51	587	192	395	-	11.585	10.595	990	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		46	-	-	46	46	-	44	2

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

52.4 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

	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al 31.12.2022			
Obbligazioni:					
- a tasso fisso	48.3.1	44.717	41.964	2.753	-
- a tasso variabile	48.3.1	3.073	62	3.011	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	48.3.1	3.021	-	3.021	-
- a tasso variabile	48.3.1	12.596	-	12.596	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	48.3.1	3.134	-	3.134	-
- a tasso variabile	48.3.1	54	-	54	-
Totale		**66.595**	**42.026**	**24.569**	**-**

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

53. 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 (ossia, 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, di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021", "Piano LTI 2022" 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 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base assegnato (ovvero fino al 130% relativamente al solo Piano LTI 2022), e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base assegnato (ovvero fino al 65% relativamente al solo Piano LTI 2022).

L'erogazione dell'incentivo previsto dai singoli Piani è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio di riferimento (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti, l'incentivo maturato viene erogato ai destinatari – sia per la componente azionaria sia per quella monetaria – per il 30% nel primo esercizio successivo al termine del performance period triennale e per il restante 70% nel secondo esercizio successivo al termine del performance period triennale. L'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) risulta quindi differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi di performance dei singoli Piani (c.d. "deferred payment").

Nella tabella di seguito rappresentata vengono riportate alcune informazioni relative al Piano LTI 2019, al Piano LTI 2020, al Piano LTI 2021 e al Piano LTI 2022.

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 e 19 maggio 2022.

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2019	12.11.2019[47]	2019-2021	2022[48]	2022-2023[49]
Piano LTI 2020	17.09.2020[50]	2020-2022	2023[51]	2023-2024
Piano LTI 2021	16.09.2021[52]	2021-2023	2024[53]	2024-2025
Piano LTI 2022	21.09.2022[54]	2022-2024	2025[55]	2025-2026

In attuazione delle autorizzazioni conferite dalle Assemblee degli azionisti tenutesi nelle date sopra richiamate (16 maggio 2019, 14 maggio 2020, 20 maggio 2021 e 19 maggio 2022) 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 e 16 giugno 2022 – l'avvio di programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio rispettivamente del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021 e del Piano LTI 2022. Il numero di Azioni il cui acquisto è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione per ciascun Piano, l'effettivo numero di Azioni acquistate, il relativo prezzo medio ponderato e il controvalore complessivo sono di seguito rappresentati.

(47) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'11 novembre 2019).
(48) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2019.
(49) Al riguardo si precisa che in data 5 settembre 2022 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano.
(50) La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 16 settembre 2020).
(51) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2020.
(52) 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).
(53) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2021.
(54) 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).
(55) In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2022.

	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[56]	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000[57]	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000[58]	7,8737	12.755.459
Piano LTI 2022	2.700.000	2.700.000[59]	5,1951	14.026.715

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021 e del Piano LTI 2022, e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2022 di n. 435.357 Azioni ai destinatari del Piano LTI 2019, al 31 dicembre 2022 Enel detiene complessivamente n. 7.153.795 Azioni proprie, pari allo 0,07% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019, 2020, 2021 e 2022.

			2022		2021	
	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili	Numero di azioni erogate	Numero di azioni potenzialmente erogabili	Numero di azioni erogate
Piano LTI 2019	1.538.547	6,983	1.021.328	435.357[60]	1.529.182	-
Piano LTI 2020	1.638.775	7,380	1.631.951	-	1.638.775	-
Piano LTI 2021	1.577.773	7,0010	1.577.773	-	1.577.773	-
Piano LTI 2022	2.398.143	4,8495	2.395.323	-	-	-

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione[61].

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 11 milioni di euro nell'esercizio 2022 (9 milioni di euro nel 2021).

Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato il Piano LTI 2022 e/o il Piano LTI 2021 e/o il Piano LTI 2020 e/o il Piano LTI 2019.

(56) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.
(57) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.
(58) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.
(59) Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 17 giugno e il 20 luglio 2022, equivalenti allo 0,026% circa del capitale sociale.
(60) Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2022, ai destinatari del Piano LTI 2019 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 2023, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2019.
(61) 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.

54. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.
La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.
Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Linea di credito garantita da SACE – Informativa finanziaria *ex* art. 13, comma 3, lett. c) (ii), del Regolamento CONSOB in materia di operazioni con parti correlate

In osservanza degli obblighi informativi previsti dall'art. 13, comma 3, lettera c) (ii), del Regolamento CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato (il "Regolamento CONSOB OPC"), e dall'art. 13.4, lett. c) (ii), della Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate adottata dalla Società (la "Procedura OPC Enel"), si segnala che nel corso dell'esercizio 2022 è stata effettuata un'operazione con parti correlate di maggiore rilevanza avente natura ordinaria e conclusa a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard. In particolare, tale operazione ha avuto a oggetto la stipula, in data 23 dicembre 2022, tra Enel SpA e un pool di enti finanziatori – composto da Banco BPM SpA, BPER Banca SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Intesa Sanpaolo SpA e UniCredit SpA – di un contratto di finanziamento nella forma di linea di credito revolving per un importo di 12 miliardi di euro, garantita sino al 70% del valore nominale da SACE SpA.
Tale linea di credito, con l'assistenza della relativa garanzia, è volta a soddisfare le esigenze delle società del Gruppo Enel operanti in Italia (nello specifico Enel Global Trading SpA) relative alla copertura dei collaterali per le attività di commercio sul mercato dell'energia e si colloca nell'ambito delle misure temporanee a sostegno della liquidità delle imprese, prestate sotto forma di garanzia, contemplate dall'art. 15 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 convertito con legge 15 luglio 2022, n. 91 (c.d. "Decreto Aiuti"), come successivamente modificato.

L'operazione, intesa nel suo complesso, costituisce un'operazione con parti correlate in quanto Enel SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA e SACE SpA sono soggette al comune controllo del Ministero dell'Economia e delle Finanze e, tenuto conto degli importi sopra indicati (e, in particolare, in considerazione del controvalore della garanzia), si qualifica come operazione con parti correlate di "maggiore rilevanza". Ciò posto, l'operazione in esame è stata conclusa avvalendosi dell'esenzione di cui all'art. 13, comma 3, lettera c), del Regolamento CONSOB OPC e all'art. 13.4, lettera c), della Procedura OPC Enel, in quanto operazione ordinaria conclusa a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.
In particolare, l'operazione è ascrivibile all'ordinario esercizio dell'"attività finanziaria connessa all'attività operativa" del Gruppo di cui Enel SpA è a capo, tenuto conto tra l'altro dell'oggetto, della ricorrenza e delle dimensioni della stessa, nonché della natura delle controparti. Inoltre, i principali termini e condizioni a essa applicabili sono disciplinati dall'art. 15 del "Decreto Aiuti" e Cassa Depositi e Prestiti SpA applica a Enel SpA, per la quota del finanziamento di sua competenza, i medesimi termini e condizioni che sono applicati dalle altre banche.

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 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	7.949	87	4.497	196
Altri proventi	-	-	-	389	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	6.379	16.817	2	4.266	3
Servizi e altri materiali	-	220	2	3.258	73
Altri costi operativi	10	147	-	420	3
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	50	-
Altri oneri finanziari	1	-	2	10	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	220	6	1.040	38
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	-
Altre attività correnti	-	-	30	58	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	447	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	9	8
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	1.211	305	6	1.097	(1)
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	23	20
Altre passività correnti	-	-	-	3	23
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	58
Garanzie ricevute	-	-	-	134	36
Impegni	-	-	-	149	-

Totale 2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
12.729	210	**12.939**	**135.653**	**9,5%**
389	-	**389**	**4.864**	**8,0%**
-	154	**154**	**3.430**	**4,5%**
27.467	413	**27.880**	**96.896**	**28,8%**
3.553	247	**3.800**	**20.228**	**18,8%**
580	1	**581**	**4.685**	**12,4%**
50	-	**50**	**2.365**	**2,1%**
13	21	**34**	**5.880**	**0,6%**

Totale al 31.12.2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.885	**1.885**	**8.359**	**22,6%**
1.304	259	**1.563**	**16.605**	**9,4%**
-	5	**5**	**14.830**	**-**
5	99	**104**	**13.753**	**0,8%**
90	63	**153**	**4.314**	**3,5%**
447	327	**774**	**68.191**	**1,1%**
17	-	**17**	**5.747**	**0,3%**
-	9	**9**	**5.895**	**0,2%**
-	14	**14**	**18.392**	**0,1%**
89	21	**110**	**2.835**	**3,9%**
2.618	192	**2.810**	**17.641**	**15,9%**
-	1	**1**	**853**	**0,1%**
43	-	**43**	**1.775**	**2,4%**
26	21	**47**	**11.713**	**0,4%**

89	-	**89**		
170	-	**170**		
149	-	**149**		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.018	275	3.165	210
Altri proventi	-	-	-	5	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	15	-
Energia elettrica, gas e combustibile	4.613	6.363	-	2.572	-
Servizi e altri materiali	-	75	3	2.874	57
Altri costi operativi	6	198	-	13	1
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	13	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	10	-

(1) I dati relativi all'esercizio 2021 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, per tenere conto della classificazione nella voce "Risultato netto delle discontinued operation" dei risultati afferenti alle attività detenute in Russia (cedute nel corso del quarto trimestre 2022), Romania e Grecia in quanto sono stati soddisfatti i requisiti previsti dal principio contabile internazionale IFRS 5 per la loro classificazione come "discontinued operation".

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	119	-
Crediti commerciali	-	469	9	659	36
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	-	76	21	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	536	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	187	7
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	1.903	641	1	1.466	12
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	12	-
Altre passività correnti	-	-	-	38	38
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	40	-	11	59
Garanzie ricevute	-	-	-	138	36
Impegni	-	-	-	401	-

Totale 2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2021	Totale voce di bilancio[(1)]	Incidenza %
6.668	342	**7.010**	**81.900**	**8,6%**
5	1	**6**	**3.819**	**0,2%**
15	123	**138**	**1.862**	**7,4%**
13.548	278	**13.826**	**47.702**	**29,0%**
3.009	143	**3.152**	**19.240**	**16,4%**
218	-	**218**	**1.968**	**11,1%**
13	11	**24**	**2.523**	**1,0%**
10	22	**32**	**6.087**	**0,5%**

Totale al 31.12.2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.120	**1.120**	**5.704**	**19,6%**
-	14	**14**	**2.772**	**0,5%**
119	-	**119**	**3.268**	**3,6%**
1.173	148	**1.321**	**16.076**	**8,2%**
-	32	**32**	**22.791**	**0,1%**
1	156	**157**	**8.645**	**1,8%**
99	24	**123**	**5.002**	**2,5%**
536	344	**880**	**54.500**	**1,6%**
194	-	**194**	**6.214**	**3,1%**
-	1	**1**	**3.339**	**-**
-	6	**6**	**13.306**	**-**
89	20	**109**	**4.031**	**2,7%**
4.023	59	**4.082**	**16.959**	**24,1%**
12	-	**12**	**1.433**	**0,8%**
76	4	**80**	**12.959**	**0,6%**
110	-	**110**		
174	-	**174**		
401	-	**401**		

In merito all'informativa sulla retribuzione degli Amministratori, del Collegio Sindacale, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevista dallo IAS 24, si rimanda alle seguenti tabelle.

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	5	5	-	-
Altri benefíci a lungo termine	1	1	-	-
Totale	**6**	**6**	**-**	**-**

Milioni di euro

	2022	2021	2022-2021	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefíci a breve termine per i dipendenti	13	13	-	-
Altri benefíci a lungo termine	2	4	(2)	-50%
Totale	**15**	**17**	**(2)**	**-11,8%**

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"). 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").

55. 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 2022, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0,04)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0,05)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Invitalia MISE	Enel Green Power Italia Srl	(8,44)	Restituzione tranche di contributo sul primo SAL del Contratto di Sviluppo 3SUN HJT, a seguito di abbandono dell'iniziativa originaria di ampliamento dello stabilimento di Catania
Anpal	Enel Green Power SpA	(0,07)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Green Power SpA	(0,05)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Thermal Generation Srl	(0,06)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Thermal Generation Srl	(0,02)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Grids	(0,04)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Grids	(0,04)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0,005)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0,006)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	(0,04)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	(0,03)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	(0,17)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
Anpal	e-distribuzione SpA	(0,10)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Regione Lazio	Enel X Srl	0,07	Tranche di contributo a saldo per il progetto Homix-Care, finanziato nell'ambito del POR FESR Lazio 2014-2020
Anpal	Enel X Srl	(0,02)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel X Srl	(0,01)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Sole Srl	-	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Sole Srl	(0,01)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Regione Sicilia	Enel X Mobility Srl	2,03	Tranche di contributo per il progetto Sicilia Smart Charging, finanziato nell'ambito del PNIRE Regione Sicilia
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0,02)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0,01)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Energia SpA	(0,14)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Energia SpA	(0,02)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	(0,06)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	(0,01)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Italia SpA	(0,04)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
Anpal	Enel Italia SpA	(0,01)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
		(7,413)	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	FGS Onlus	0,05	Donazione per promuovere le pari opportunità
Enel SpA	European University Institute	0,10	Donazione per la ricerca scientifica su tematiche energetiche europee
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Contributo per Enel Foundation
Enel SpA	Earthrise Trust	0,01	Donazione per progetti di sviluppo rurale
Enel SpA	International Energy Agency	0,08	Erogazione liberale per lo studio del mercato energetico
Enel SpA	Comunità Sant'Egidio	0,04	Donazione gadget
Enel SpA	Associazione UISP Unione Italiana Sport per Tutti	0,03	Donazione gadget
Enel SpA	Onlus CESIE	0,06	Donazione gadget
Enel SpA	Onlus Sport Senza Frontiere	0,02	Donazione gadget
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0,06	Erogazione 1ª tranche 30% - presentazione progetto
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0,06	Erogazione 2ª tranche 30% - realizzazione contenuti digitali
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0,08	Erogazione ultima tranche 40% - conclusione attività
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,09	Enel Foundation - Erogazione saldo contributo 2021
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,48	Enel Foundation - Erogazione prima quota 2022
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,13	Erogazione seconda quota Enel Cuore 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,18	Erogazione prima quota Enel Cuore 2022
Enel Produzione SpA	Fondazione WWF Italia	0,01	Convenzione Enel Produzione
Enel Produzione SpA	Associazione Le Colonne	0,03	Donazione progetto "Accogliere ad Arte"
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,15	Contributo anno 2021
Enel Italia SpA	Società Coop. Greenwill	0,01	Donazione modale "Alleva la speranza + Greenwill"
Enel Italia SpA	Foglietti Enrico	0,01	Donazione modale "Alleva la speranza + Foglietti Enrico"
Enel Italia SpA	Feat Impresa Locale	0,02	Prima rata 2022 donazione progetto WE Feat arl
Enel Italia SpA	Helpcode Italia	0,04	Progetto Enel Helpcode "È viva la scuola Labs"
Enel Italia SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0,60	Donazione modale anno 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,60	Donazione anno 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro Maxxi	0,60	Donazione modale anno 2022
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,02	Contributo straordinario 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Erogazione contributi 2022
Enel Italia SpA	Help Code Italia	0,02	Pagamento inizio percorsi energia
Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0,05	Donazione a sostegno della Campagna Giovani Ambasciatori per la cittadinanza digitale per contrastare il fenomeno del cyber risk, del bullismo e del cyberbullismo in tutte le sue manifestazioni - seconda rata e saldo
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,11	Erogazione saldo contributo 2021
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2,09	80% a saldo contributo liberale 2021
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,47	20% del contributo liberale 2022
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,41	50% a saldo contributo liberale 2021
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1,28	50% del contributo liberale 2022
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2022
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana (Sarchioto - Borrello - Simoni Giorgio)	0,04	Donazione a favore dell'Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana nell'ambito di attività di sostenibilità legata al progetto di smart repowering Centrale BG3, per i progetti "Non Solo Neve" e "Fondo per la Montagna" sviluppati dal beneficiario. Tali progetti, che prevedono la realizzazione e riqualificazione di un percorso ciclopedonale a beneficio del territorio con arredi urbani e cartellonistica, interessano anche i comuni a vocazione geotermica del territorio dove è ben radicata la presenza di Enel Green Power
Enel Energia SpA	Confimprese	0,01	Adesione 2022 - quota 029/22
Enel Energia SpA	Anigas	0,10	Acconto quota associativa 2022
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,01	Saldo contributo anno 2021
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1,49	Saldo contributo 2021
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,20	Progetto "Nel Cuore dello Spazio Enel"
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,33	Acconto 20% contributo 2022
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,90	Acconto 50% contributo anno 2022
Enel Energia SpA	Associazione Milano & Partners	0,05	Quota associativa 2022
Enel Energia SpA	Assonime	0,02	Quota associativa 2022
Enel Energia SpA	Proxigas	0,10	Saldo quota Proxigas
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Quota associativa
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,14	Contributo finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti della Onlus
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Contributo finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti di Ricerca e Alta Formazione
		13,71	**Totale**

56. 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 31.12.2022	**al 31.12.2021**	**2022-2021**
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.296	4.937	(641)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	64.878	71.244	(6.366)
- acquisti di combustibili	96.996	58.042	38.954
- forniture varie	2.449	1.631	818
- appalti	6.165	4.668	1.497
- altre tipologie	6.889	6.187	702
Totale	**177.377**	**141.772**	**35.605**
TOTALE	**181.673**	**146.709**	**34.964**

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2021, la variazione in diminuzione degli impegni assunti per gli "acquisti di energia elettrica" pari a 6.366 milioni di euro è riferibile essenzialmente al decremento registrato dalle società rientranti nella Regione America Latina, in particolare in Brasile, e risulta principalmente attribuibile alla vendita di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), parzialmente compensata dall'incremento registrato in Cile principalmente attribuibile all'accensione di nuovi contratti e all'andamento del prezzo delle commodity.

La variazione in aumento degli impegni per gli "acquisti di combustibili", pari a 38.954 milioni di euro, è riferita principalmente alle forniture di gas, soprattutto in Italia e in Spagna, e ha risentito dell'aumento della domanda di gas naturale e del relativo prezzo.

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 49.

57. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2022 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud – "Ceneri" – Italia

Con riferimento all'indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce nel 2017, afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", la centrale termoelettrica di Brindisi Sud ("Centrale") è stata al centro di un'indagine penale condotta nei confronti di alcuni indagati persone fisiche e della società Enel Produzione SpA (EP) ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, che ha dato luogo a un sequestro preventivo con facoltà d'uso della centrale e al sequestro di beni e crediti a danno di EP fino alla concorrenza di un importo di circa 500 milioni di euro. I sequestri sono stati successivamente revocati in conseguenza del positivo esperimento di un incidente probatorio all'esito del quale i periti indipendenti nominati dal G.I.P. hanno confermato la non pericolosità delle ceneri, ritenendole idonee al riutilizzo nel ciclo del cemento, e la correttezza dei processi di gestione della centrale. Nel corso del 2021 si è tenuta l'Udienza Preliminare all'esito della quale il G.U.P. ha accolto la costituzione di parte civile del Comune di Brindisi, che ha quantificato il danno in circa 27 milioni di euro chiedendo una provvisionale di 8 milioni di euro, e della Regione Puglia, che non ha quantificato il danno, e ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati avanti al Tribunale di Brindisi. In sede di dibattimento, all'udienza al 26 maggio 2022, il Giudice, in accoglimento dell'eccezione sollevata da EP in merito alla nullità dell'udienza preliminare del 22 ottobre 2021, svoltasi senza la necessaria presenza delle parti, ha dichiarato la nullità dell'udienza preliminare e del relativo decreto di rinvio a giudizio, rimettendo gli atti al Tribunale di Lecce per lo svolgimento di nuova udienza preliminare. Nel corso della successiva udienza del 7 ottobre 2022, svoltasi con rito abbreviato su richiesta delle difese, è stato pronunciato il dispositivo della sentenza che ha assolto tutti gli imputati dai reati loro contestati con formula piena "perché il fatto non sussiste", nonché di EP, dichiarando non sussistente l'illecito amministrativo contestato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 in mancanza dei reati presupposto, in conformità con le conclusioni formulate dal Pubblico Ministero, dagli imputati e dalla stessa EP.

Procedimento antitrust Enel, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale – Italia

Con provvedimento notificato in data 11 maggio 2017, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN). Il procedimento è stato avviato sulla base di segnalazioni effettuate dall'Associazione italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET), dalla società Green Network SpA (GN), nonché da singoli consumatori.
In data 20 dicembre 2018, l'AGCM ha adottato il provvedimento finale con il quale ha irrogato una sanzione amministrativa di circa 93 milioni di euro nei confronti di tutte e tre le società del Gruppo, per violazione dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE).
La principale condotta contestata sarebbe consistita in un abuso di posizione dominante da parte delle tre società (a vantaggio, in particolare, di EE) che si sarebbero avvalse, a danno dei trader concorrenti, del consenso privacy rilasciato dai clienti a SEN. Relativamente alle ulteriori contestazioni mosse con il provvedimento di avvio del procedimento, riguardanti l'attività di vendita all'interno dei punti fisici sul territorio (Punti Enel e Punti Enel Negozi Partner) e alle politiche di winback denunciate da Green Network, l'AGCM ha, invece, concluso che le evidenze istruttorie non avessero fornito un quadro probatorio sufficiente per imputare alle società del Gruppo alcuna condotta abusiva.
Le società hanno impugnato il provvedimento dell'AGCM avanti al TAR Lazio che, in data 17 ottobre 2019, ha parzialmente accolto i ricorsi presentati da SEN ed EE, riducendo il periodo dell'abuso e imponendo all'AGCM di rideterminare la sanzione secondo i criteri specificati in motivazione. Con provvedimento del 27 novembre 2019 l'AGCM ha rideterminato la sanzione in 27.529.786,46 euro.
Le sentenze del TAR sono state impugnate avanti al Consiglio di Stato che, con ordinanza del 20 luglio 2020, ha sospeso il giudizio e disposto il rinvio pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) ai sensi dell'art. 267 TFUE, formulando alcuni quesiti volti a chiarire l'interpretazione del concetto di "abuso di posizione dominante" da applicarsi al caso di specie.
Con sentenza del 12 maggio 2022 la CGUE ha fornito l'interpretazione richiesta e, successivamente, il 1° dicembre 2022, il Consiglio di Stato, in applicazione degli indirizzi espressi dalla CGUE, ha integralmente annullato la sanzione emessa dall'AGCM e, accogliendo le difese svolte dalle società, ha ritenuto insussistente ogni ipotesi di abuso.

Grandi concessioni idroelettriche – Italia

La disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione è stata da ultimo modificata dal c.d. "Decreto Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12), che ha introdotto una serie di novità in tema di affidamento di tali concessioni alla loro scadenza e in tema di valorizzazione dei beni e delle opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario. Tale normativa ha anche introdotto alcune modifiche in materia di canoni concessori, prevedendo

una quota fissa e una quota variabile del canone, nonché l'obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione). In attuazione di tale legge statale e sulla base di una specifica delega, diverse Regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Calabria e Basilicata e Abruzzo) hanno emanato leggi regionali.

In particolare, le Regioni Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna, in applicazione di dette nuove normative, hanno richiesto il pagamento, a Enel Green Power Italia e a Enel Produzione, sia del canone binomio sia della monetizzazione dell'energia gratuita.

Enel Green Power Italia ed Enel Produzione hanno impugnato gli atti attuativi delle leggi regionali Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna e tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita avanti al TAR e al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche, chiedendone l'annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali. Il TAR e successivamente il Consiglio di Stato, in grado di Appello, hanno declinato la propria giurisdizione a favore del Tribunale Superiore delle Acque, innanzi al quale Enel Green Power Italia ed Enel Produzione hanno riassunto i contenziosi per la prosecuzione dei giudizi, attualmente in fase istruttoria.

Le società hanno avviato i giudizi richiamati lamentando che gli atti attuativi regionali – così come la disciplina regionale di cui costituiscono attuazione – presentano forti profili di illegittimità costituzionale, *in primis* per violazione della normativa statale e di diversi princípi di rango primario tutelati sia dalla Costituzione italiana sia dall'ordinamento euro-unitario in materia di legittimo affidamento, tutela della proprietà, ragionevolezza, iniziativa privata, concessioni, laddove:

- prevedono l'applicazione retroattiva anche alle concessioni di grandi derivazioni in corso di validità della disciplina del canone binomio e dell'obbligo di fornitura gratuita di energia o del suo controvalore economico;
- dispongono la monetizzazione dell'obbligo di fornitura gratuita di energia, non prevista dalla norma statale.

Inoltre, l'introduzione da parte delle Regioni di detti nuovi obblighi di corrispondere il nuovo canone binomio (articolato in una componente fissa e in una componente variabile) e di fornire gratuitamente un certo quantitativo annuale di energia, in termini di corresponsione del relativo controvalore monetario, a carico anche dei titolari di concessioni in corso di validità e non ancora scadute, determina un imprevisto e irragionevole squilibrio economico dei rapporti concessori. Tale circostanza si pone in evidente contrasto con i princípi di ragionevolezza, proporzionalità e legittimo affidamento degli oneri concessori, il cui rispetto è richiesto dalla giurisprudenza costituzionale qualora siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.

Infine, sia la normativa statale sia quella regionale di attuazione violano princípi comunitari e princípi costituzionali quali per esempio il diritto di proprietà, il principio di certezza del diritto, la libertà di impresa. In particolare, le norme non prevedono espressamente il trasferimento del ramo d'azienda dal concessionario uscente a quello subentrante, e prevedono criteri inadeguati per la valorizzazione delle opere da trasferire che rischiano di concretizzarsi in un meccanismo sostanzialmente espropriativo, in violazione di princípi costituzionali.

Si segnala, infine, che il Consiglio dei Ministri aveva impugnato avanti la Corte Costituzionale alcune delle leggi regionali attuative emanate, denunciando la violazione di diversi princípi costituzionali. Enel Green Power Italia era intervenuta *ad adiuvandum* (insieme ad alcune associazioni di categoria e ad altri operatori del settore) nei giudizi di legittimità costituzionale promossi dal Governo contro la Provincia di Trento e le Regioni Lombardia, Piemonte e Basilicata. Il Consiglio dei Ministri ha successivamente deliberato di rinunciare ai ricorsi in quanto le censure di illegittimità in essi rilevate sono state risolte da successive leggi regionali. La Corte Costituzionale ha pertanto dichiarato estinti i giudizi, con la conseguente decadenza anche dei relativi atti di intervento di Enel Green Power Italia, nonostante questi ultimi avessero a oggetto profili di costituzionalità diversi rispetto a quelli sollevati dal Consiglio deli Ministri.

Procedimento Antitrust 12461 – EE – Rinnovi contrattuali

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in data 13 dicembre 2022, ha notificato ad 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 9 agosto 2022, n. 115 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*") del 10 agosto 2022, convertito in legge n. 142 del 21 settembre 2022. Analoghi procedimenti erano stati avviati in precedenza nei confronti di altri quattro operatori (Iren, Iberdrola, E.ON e Dolomiti).

In particolare, l'AGCM, sulla base di alcune segnalazioni e senza alcuna istruttoria, 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 ed omissivo nella misura in cui non precisano la data di scadenza delle condizioni economiche oggetto di rinnovo e, dall'altro, costituirebbero esercizio di *ius variandi* in quanto dirette a preannunciare la modifica delle condizioni economiche del rapporto di fornitura, in contrasto con quanto previsto dal citato art. 3 del "Decreto Aiuti *bis*".

Con provvedimento di avvio del procedimento, l'AGCM ha contestualmente inibito in via cautelare l'invio di nuove comunicazioni di modifica del prezzo e imposto la rettifica di quelle già inviate.

Tutti gli operatori destinatari di detto ordine, compresa EE, hanno impugnato il provvedimento che si basava sull'assunto che qualsiasi modifica di prezzo fosse stata vietata ai fornitori nel periodo indicato dal "Decreto Aiuti *bis*" (10 agosto - 30 aprile).
Il Consiglio di Stato, con ordinanza del 22 dicembre 2022, resa nell'ambito del ricorso promosso da Iren, ha distinto i rinnovi contrattuali (delle offerte in scadenza) dallo *ius variandi* ed escluso per i primi l'applicabilità dell'art. 3 del citato decreto legge. Tale principio è stato recepito anche dal Governo che, con il cosiddetto "Decreto Milleproroghe" del 29 dicembre 2022, ha disposto che l'art. 3 del "Decreto Aiuti *bis*" non si applichi alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte. Il "Decreto Milleproroghe" ha altresì esteso il periodo di durata del divieto al 30 giugno 2023.
A seguito del pronunciamento del Consiglio di Stato e del suddetto intervento normativo chiarificatore, l'AGCM, con nuovo provvedimento cautelare del 30 dicembre 2022, ha disposto la conferma parziale dell'originario provvedimento cautelare e confermato l'inibitoria delle variazioni o dei rinnovi delle condizioni economiche dei contratti in scadenza per i quali non era specificamente individuata o comunque predeterminabile la data di scadenza nella relativa comunicazione inviata al cliente.
EE ha presentato ricorso per motivi aggiunti, la cui trattazione, unitamente a tutti i vari ricorsi proposti da altri operatori, è avvenuta all'udienza del 22 febbraio 2023, e si è in attesa della pubblicazione della sentenza.

Contenzioso BEG - Italia, Francia, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (Enelpower) ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 dalla Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda risarcitoria avversaria in relazione al presunto inadempimento di Enelpower di un accordo per la valutazione della costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk (ABA), società di diritto albanese, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA (Enel), in relazione alla medesima questione, ottenendo dal Tribunale Distrettuale di Tirana, in data 24 marzo 2009, una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che ha condannato Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. ABA, a seguito di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.
Il 5 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. Il procedimento è tuttora pendente.
Con sentenza della Corte d'Appello di Roma del 7 marzo 2022 si è concluso l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato il lodo arbitrale reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con la suddetta sentenza la Corte d'Appello di Roma ha confermato la sentenza di primo grado resa dal Tribunale di Roma in data 16 giugno 2015 che aveva rigettato la domanda in rito.
In data 20 maggio 2021, inoltre, la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) ha emesso la sentenza con la quale ha deciso sul ricorso promosso da BEG contro lo Stato italiano per violazione dell'art. 6.1 della Convenzione Europea dei Diritti dell'Uomo. Con tale decisione la Corte ha respinto la richiesta di BEG di riaprire il procedimento arbitrale di cui sopra e ha, altresì, rigettato la domanda risarcitoria di BEG per danni patrimoniali per circa 1,2 miliardi di euro, per insussistenza del nesso di causalità con la condotta contestata, riconoscendole un risarcimento di soli 15.000,00 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. L'udienza di prima comparizione è fissata per il 9 maggio 2023. La società sta predisponendo le proprie difese per procedere con la costituzione in giudizio al fine di contestare la domanda, che si ritiene del tutto pretestuosa e infondata, al pari della precedente analoga iniziativa.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Francia

Nel febbraio 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. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.

Successivamente all'instaurazione di tale giudizio, tra il 2012 e il 2013 sono stati altresì notificati a Enel France alcuni provvedimenti di sequestro conservativo presso terzi (*Saisie Conservatoire de Créances*) in favore di ABA di eventuali crediti vantati da Enel nei confronti di Enel France.

Il 29 gennaio 2018 il TGI ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad ABA il riconoscimento e l'esecuzione in Francia della sentenza del Tribunale di Tirana per insussistenza dei requisiti richiesti dal diritto francese ai fini dell'*exequatur*. In particolare, fra l'altro, 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 integralmente, in particolare, l'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002 statuita dal TGI, e ha condannato ABA a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000 euro ciascuna a titolo di spese legali.

In data 21 giugno 2021 ABA ha presentato ricorso dinanzi la Cour de Cassation avverso la sentenza della Corte d'Appello di Parigi. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio e l'udienza di discussione finale della causa è fissata per il 28 marzo 2023.

Enel ha, infine, avviato un separato giudizio volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi ottenuti da ABA e venuti meno in conseguenza della predetta decisione della Corte d'Appello. Con ordinanza del 16 giugno 2022 il Tribunale dell'Esecuzione di Parigi ha ordinato il rilascio dei sequestri conservativi, 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, chiedendone la sospensione in via cautelare. L'istanza di sospensione cautelare è stata rigettata il 23 novembre 2022 e l'impugnazione prosegue nella fase di merito. Parallelamente, Enel sta provvedendo ad attivare le necessarie azioni per il recupero del credito.

Olanda

A fine luglio 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 favorevole ad ABA emessa il 29 giugno 2016, con decisione del 17 luglio 2018, la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower negando 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 di'Appello è proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA volta a 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 di'Appello di Amsterdam ha integralmente annullato la sentenza di primo grado del 29 giugno 2016 e ha rigettato ogni pretesa avanzata da ABA, così confermando il diniego del riconoscimento e dell'esecuzione della sentenza albanese in Olanda. La Corte è giunta a questa conclusione dopo aver affermato la propria giurisdizione sulla domanda subordinata di ABA e aver analizzato nuovamente il merito della causa ai sensi del diritto albanese, all'esito del quale ha riconosciuto l'insussistenza di qualsiasi responsabilità extracontrattuale in capo a Enel ed Enelpower. In conseguenza della decisione della Corte di'Appello, Enel ed Enelpower non sono tenute a versare alcuna somma ad ABA che, al contrario, è stata condannata dalla Corte di'Appello 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 grado e di appello.

Il 16 luglio 2021 la Corte Suprema ha rigettato integralmente l'impugnazione di ABA avverso le sentenze della Corte d'Appello, condannandola a rifondere le spese del giudizio. Le sentenze della Corte di'Appello sono pertanto passate in giudicato.

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.

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 una fase iniziale e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto.

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.

Incentivi ambientali – Spagna

Con decisione del 27 novembre 2017 in materia di incentivi ambientali per le centrali termoelettriche (Decisione), la Commissione Europea ha concluso, in via preliminare, che l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza spagnola ITC/3860/2007 costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107 comma 1 Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), manifestando dubbi sulla compatibilità di tale incentivo con il mercato interno, pur riconoscendo che si tratti di incentivi in linea con la politica ambientale dell'Unione Europea. In data 2 marzo 2018, la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione (DGCUE) ha avviato un procedimento di indagine formale ai sensi dell'art. 108 comma 2 del TFUE al fine di stabilire se l'incentivo in discussione costituisse aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Il procedimento investigativo ex art. 108 del TFUE risulta ancora aperto. Il 13 aprile 2018 Endesa Generación SA, nella qualità di terzo interessato, ha presentato alcune osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, il ricorso presentato da Gas Natural (oggi Naturgy) dinanzi al Tribunale Generale dell'Unione Europea contro la Decisione è stato rigettato l'8 settembre 2021. Tale decisione è stata impugnata da Naturgy e da EDP España dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE). Endesa Generación ha chiesto di intervenire e, con ordinanza del 1° giugno 2022, la CGUE ha dichiarato la richiesta di intervento ammissibile. Endesa Generación ha quindi depositato gli atti di intervento nei giudizi avviati da Naturgy ed EDP España, rispettivamente, l'8 e il 13 luglio 2022.

Bonus Sociale – Spagna

In relazione ai vari regimi di finanziamento del Bonus Sociale adottati dal Governo spagnolo – in relazione ai quali il 21 dicembre 2021, il Tribunal Supremo aveva dichiarato il regime previsto dall'art. 45 comma 4 della Legge spagnola del Settore Elettrico n. 24/2013 del 26 dicembre (LSE) inapplicabile in quanto contrario all'art. 3.2 della Direttiva 2009/72/CE, in linea con la decisione resa in tal senso dalla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) il 14 ottobre 2021 – con sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 il Tribunal Supremo ha altresì deciso sui ricorsi presentati da Endesa SA, Endesa Energía SAU ed Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) e da altre società del settore energetico, contro il terzo regime di finanziamento del Bonus Sociale, e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni della fornitura ai consumatori vulnerabili, previsto dall'art. 45, comma 4 della LSE, dal Regio Decreto Legge 7/2016, del 23 dicembre, e dal Regio Decreto 897/2017, del 6 ottobre.

Con tale sentenza il Tribunal Supremo, accogliendo parzialmente i ricorsi, ha dichiarato (i) inapplicabile il predetto regime; (ii) inapplicabili e nulli gli articoli da 12 a 17 del Regio Decreto 897/2017, del 6 ottobre, e (iii) il diritto delle ricorrenti di essere indennizzate delle somme corrisposte a titolo di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni, e risarcite di tutti i costi sostenuti per adempiere alle obbligazioni previste da tale regime, deducendo gli importi eventualmente trasferiti sui clienti, ove applicabile.

In assenza di adempimento spontaneo da parte dell'Amministrazione, il 10 novembre 2022 le società hanno presentato istanza di esecuzione della sentenza richiedendo il pagamento dei relativi importi; il procedimento è attualmente pendente.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa I e II – Spagna

Con effetto dal 1° gennaio 2019 Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro rappresentanze sindacali la risoluzione del IV Contratto Collettivo ("IV Convenio Colectivo") in forza del "contratto quadro di garanzia" e dell'"accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro nel periodo 2013-2018 ", stabilendo l'applicazione, a partire da tale data, della normativa di diritto comune in materia di lavoro, e relativi criteri giurisprudenziali. I sindacati rappresentati in azienda hanno avviato un'azione giudiziale di interesse collettivo in relazione alle divergenze interpretative sorte con Endesa circa gli effetti della risoluzione del IV Contratto Collettivo per quanto attiene, in particolare, ai benefíci sociali riconosciuti al personale in pensione. In data 26 marzo 2019 il tribunale di primo grado ha emesso una sentenza favorevole a Endesa, che i sindacati hanno impugnato dinanzi al Tribunal Supremo.

Il 7 luglio 2021 il Tribunal Supremo ha respinto con sentenza definitiva i ricorsi proposti dai sindacati contro la sentenza di primo grado, affermando che le prestazioni sociali (e tra queste, quelle relative alla tariffa elettrica) hanno origine esclusivamente nei Contratti Collettivi, sia per il personale attualmente in forza sia per quello in pensione, nonché per i loro familiari, con la conseguenza che la loro risoluzione (come avvenuto nel "IV Convenio Colectivo") comporta la generale regolamentazione contrattuale delle condizioni ivi stabilite per i lavoratori in forza e, nel caso di personale in pensione e dei loro familiari, la definitiva estinzione di tutti i loro diritti, fino alla nuova regolamentazione (avvenuta poi con il "V Convenio Colectivo Marco de Endesa").

In parallelo erano state inoltre avviate numerose azioni individuali da parte di personale ed ex dipendenti che avevano aderito ad accordi di incentivo all'esodo (AVS) per far

accertare giudizialmente che la risoluzione del "IV Convenio Colectivo" non producesse effetti nei loro confronti. La maggioranza di questi procedimenti, inizialmente sospesi nell'attesa della definizione del giudizio collettivo dinanzi al Tribunal Supremo, è stata riassunta per recepire l'esito della sentenza di quest'ultimo, che ha effetto di cosa giudicata sui singoli giudizi relativi allo stesso oggetto essendo riferita a un "contenzioso collettivo".
Nel frattempo, il 21 gennaio 2020 era stato emesso il lodo arbitrale nell'arbitrato instaurato presso il Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje (SIMA) allo scopo di risolvere con la società le principali divergenze relative al "V Convenio Colectivo Marco de Endesa". Con tale lodo sono state modificate alcune parti del "V Convenio Colectivo Marco de Endesa" che è stato successivamente firmato dalle Parti Sociali ed è entrato in vigore il 23 gennaio 2020. In quella stessa data Endesa ha firmato anche due ulteriori contratti collettivi ("contratto quadro di garanzia " e "accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro") con tutte le rappresentanze sindacali presenti in azienda. Il 17 giugno 2020, il "V Convenio Colectivo Marco de Endesa" è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale spagnola (Boletín Oficial del Estado) acquisendo piena efficacia.
Successivamente, il 30 dicembre 2020, la Audiencia Nacional ha notificato a Endesa una nuova domanda di "contenzioso collettivo" avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria, depositata il 1° dicembre 2020, avente a oggetto l'annullamento di alcune "disposizioni derogatorie" del "V Convenio Colectivo Marco de Endesa". A opinione degli attori, le disposizioni derogatorie impugnate implicherebbero l'abolizione illegittima di benefíci sociali e diritti economici dei lavoratori. Endesa ritiene, al contrario, la piena legittimità di queste disposizioni, in linea con le argomentazioni sostenute nell'ambito del giudizio relativo alle deroghe dei benefíci sociali per il personale in pensione.
Con sentenza di primo grado del 15 novembre 2021 sono state respinte le domande dei sindacati e accertata la legittimità del "V Convenio Colectivo Marco de Endesa". La sentenza è stata impugnata dai sindacati dinanzi al Tribunal Supremo e il giudizio è in corso di svolgimento.

Arbitrato GNL Endesa Generación SA – Spagna

Nel corso di un arbitrato per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di gas naturale liquefatto (GNL) avviato da Endesa Generación SA, il convenuto, una società produttrice di GNL, ha presentato domanda riconvenzionale chiedendo il pagamento di circa 1 miliardo di dollari statunitensi. L'importo della domanda riconvenzionale potrebbe essere oggetto di revisione in funzione dell'evoluzione del mercato nei prossimi mesi e fino alla conclusione dell'arbitrato, prevista per il secondo trimestre 2023. La società ritiene che tale domanda riconvenzionale sia infondata e intempestiva, e i suoi consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che venga accolta sia remota.

Contenziosi Furnas – 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 presentato una domanda giudiziale contro Enel CIEN. 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. È attualmente pendente il termine per impugnare tale decisione. Il valore stimato del contenzioso è di circa 658 milioni di real brasiliani (circa 117 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.

Contenziosi 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 de Janeiro) 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 de Janeiro. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran, la quale ha successivamente impugnato tale nuova perizia, ma senza successo.
La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1995 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, sfavorevole a Enel Distribuição Rio de Janeiro, che è stata successivamente ribaltata in appello, con decisione del Tribunal de Justiça che ha respinto tutte le richieste di Cibran. Tale decisione è passata in giudicato il 24 agosto 2020.

Con riferimento 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 de Janeiro al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 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 8 luglio 2015, Enel Distribuição Rio de Janeiro ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro che, in data 6 novembre 2019, ha emesso una decisione che ha accolto nel merito la domanda di Enel Distribuição Rio de Janeiro, rigettando tutte le pretese di Cibran. Il 25 novembre 2019 Cibran ha presentato ricorso avverso la decisione del Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro, che è stato rigettato preliminarmente per motivi formali in data 10 settembre 2020. In data 29 gennaio 2021 Cibran ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ) con un ricorso (*agravo de instrumento*) che è stato rigettato in data 8 giugno 2021. In data 22 giugno 2021 Cibran ha presentato inoltre ricorso (*agravo interno*) al STJ che è stato rigettato il 24 marzo 2022. Il 19 aprile 2022 Cibran ha presentato un nuovo ricorso (*recurso extraordinario*), che è stato rigettato con decisione del 13 maggio 2022 avverso la quale Cibran ha presentato ricorso e il procedimento è attualmente pendente.
Con riguardo ai restanti quattro giudizi relativi agli anni 2001-2002, si è ancora in attesa di una decisione di primo grado. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 681 milioni di real brasiliani (circa 121 milioni di euro).

Contenzioso Coperva – Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce, oggi Enel Distribuição Ceará), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Enel Distribuição Ceará, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.
Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Enel Distribuição Ceará per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto.
Tra questi procedimenti si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) con un valore di circa 427 milioni di real brasiliani (circa 75 milioni di euro). Enel Distribuição Ceará ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un ulteriore ricorso (*embargo de declaração*), vertente su questioni procedurali, che è stato anch'esso rigettato dal giudice di secondo grado con sentenza dell'11 gennaio 2016. In data 3 febbraio 2016 Coperva ha quindi presentato un ricorso speciale davanti al Tribunal Superior de Justiça (TSJ), impugnando la decisione di secondo grado anche nel merito. Il ricorso di Coperva è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa dal giudice di secondo grado sul precedente ricorso (*embargo de declaração*). Il 3 dicembre 2018 Enel Distribuição Ceará ha presentato ricorso (*agravo interno*) avverso questa decisione al TSJ. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenzioso ANEEL – Brasile

Nel 2014 Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) ha avviato dinanzi alla giustizia federale brasiliana un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, l'ANEEL disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Enel Distribuição São Paulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. Tale provvedimento amministrativo dell'ANEEL è stato impugnato e in data 9 settembre 2014 ne è stata disposta in via cautelare la sospensione. Il procedimento di primo grado è ancora nelle sue fasi preliminari e il valore della causa è pari a circa 1,3 miliardi di real brasiliani (circa 241 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 de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará in cui chiede un risarcimento complessivo di circa 435 milioni di real brasiliani (circa 77 milioni di euro) per danni materiali e morali, che avrebbe subíto in conseguenza di alcuni eventi, asseritamente imputabili alle società del Gruppo, verificatisi nel corso dell'esecuzione dei contratti tra le parti, e dell'abusivo esercizio dei diritti contrattuali da parte di queste ultime, che avrebbero determinato un disequilibrio finanziario nella gestione dei contratti. Il 10 maggio 2022, in accoglimento delle impugnazioni presentate dalle due società del Gruppo, è stato definitivamente revocato il provvedimento cautelare che era stato notificato in precedenza alle società e subito sospeso, che imponeva loro di (i) comunicare pubblicamente i fatti rilevanti della controversia ("material facts") e (ii) registrare nei bilanci delle società una contingenza in relazione alla controversia. Nel frattempo, il 2 dicembre 2021, Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará hanno presentato le loro difese nel giudizio di merito, che prosegue in primo grado.

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 da parte della società del Gruppo di una serie di 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 295 milioni di real (circa 52 milioni di euro). Il procedimento è attualmente pendente in primo grado.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) – Brasile

Il 19 aprile 2022, l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha emesso la Risoluzione n. 3.026/2022 con la quale ha autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Enel Distribuição Ceará nella percentuale media del 24,85%. Sia soggetti privati che istituzioni pubbliche hanno impugnato questa risoluzione dinanzi ai Tribunale Regionale Federale del distretto di Ceará, per un totale di sei procedimenti, chiedendo, in via cautelare, la cancellazione degli effetti della risoluzione e, in via ordinaria, l'annullamento della stessa sul presupposto che l'aumento della tariffa sarebbe illegittimo. In tutti i procedimenti, Enel Distribuição Ceará ha contestato le domande delle controparti, insistendo per la legittimità dell'adeguamento tariffario. In considerazione dell'identità del *petitum* e della *causa petendi*, il 21 giugno 2022 il Tribunale Regionale Federale ha rigettato la domanda cautelare delle controparti e ha riunito i sei procedimenti in un unico giudizio. Il 23 settembre 2022 Enel Distribuição Ceará ha inoltre allegato in giudizio che, in conseguenza di alcuni interventi legislativi, il prezzo della tariffa si è ridotto a seguito di una revisione tariffaria straordinaria e di una riduzione delle imposte. Il procedimento prosegue nel merito. Il valore della controversia è allo stato indeterminato.

GasAtacama Chile – Cile

Nel gennaio 2020 si è concluso il procedimento di impugnazione della sanzione amministrativa emessa nell'agosto 2016 dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) nei confronti di GasAtacama Chile (oggi Enel Generación Chile), avente a oggetto le informazioni fornite al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) relativamente alle variabili del Minimo Tecnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale di Atacama. All'esito del procedimento l'importo della multa irrogata è stato ridotto da circa 6 milioni a circa 432.000 dollari statunitensi e il relativo importo è stato pagato dalla società.

In relazione alla questione sopra menzionata, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, hanno convenuto in giudizio GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, i primi due, e circa 150 milioni di euro i restanti attori. I suddetti contenziosi sono stati in parte riuniti in un unico procedimento e sono attualmente pendenti (dopo la riassunzione del giudizio a seguito della revoca dell'emergenza nazionale conseguente alla pandemia da COVID-19, il tribunale ha notificato il provvedimento che determina i fatti sostanziali e controversi del giudizio, la fase istruttoria è terminata e il giudizio prosegue il suo svolgimento).

El Quimbo – Colombia

In relazione al progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa (oggi Enel Colombia) di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni giudizi (*acciones de grupo* e *acciones populares*) avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare, una prima azione collettiva, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio). In relazione alle cosiddette "*acciones populares*" (class action), 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 già 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. Un'ulteriore *acción popular* è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del 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. Il giudice ha richiesto 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 del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il 22 marzo 2018, l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale El Quimbo, con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossi-

geno da parte di Emgesa. Dopo il deposito delle memorie difensive delle parti, in data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale del Huila (successivamente notificata alla società in data 1° febbraio 2021) 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 che sarà sottoposto a verifica dell'ANLA, nonché ad assicurare, in maniera permanente, l'operatività del sistema di ossigenazione già implementato, adeguandolo ai parametri richiesti dall'ANLA. Il 4 marzo 2021 Emgesa ha impugnato questa decisione in appello dinanzi al Consiglio di Stato. Il 31 dicembre 2021 il Consiglio di Stato ha dichiarato l'impugnazione di Emgesa ammissibile. Il procedimento prosegue in secondo grado.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* – Colombia

Si tratta di una *acción de grupo* avviata dal Centro Médico de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa (oggi Enel Colombia) per ricevere la restituzione di quanto sarebbe stato asseritamente pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda sull'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla delibera n. 97 del 2008. La fase istruttoria si è conclusa e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

Arbitrato Chucas – Costa Rica

PH Chucas SA (Chucas) è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Instituto Costarricence de Electricidad (ICE) per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale allo stesso ICE in base a un contratto Build, Operation and Transfer (BOT).

In data 27 maggio 2015 Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento delle penali comminate dall'ICE per un presunto ritardo nella finalizzazione delle opere. Con decisione emessa a novembre 2017 il Tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi sostenuti nella misura di circa 113 milioni di dollari statunitensi (circa 91 milioni di euro) e le spese legali, e ha ritenuto che Chucas non dovesse corrispondere le penali all'ICE. L'ICE ha impugnato il lodo davanti alla Corte Suprema e, in data 5 settembre 2019, è stata notificata a Chucas la sentenza con la quale è stato parzialmente accolto il ricorso di nullità di ICE, limitatamente ad alcuni motivi formali del procedimento arbitrale e, pertanto, è stata dichiarata la nullità del lodo. In data 11 settembre 2019 Chucas ha presentato un *recurso de aclaración y adición* davanti alla stessa Corte che è stato parzialmente accolto in data 8 giugno 2020. Con tale decisione, la Corte Suprema ha integrato il dispositivo della sentenza del 5 settembre 2019 con alcune informazioni relative all'ammissione di elementi probatori depositati da Chucas senza, tuttavia, modificare la decisione in merito alla nullità del lodo arbitrale.

In data 14 luglio 2020 Chucas ha presentato una nuova domanda di arbitrato presso l'AMCHAM CICA stimata in via preliminare in circa 240 milioni di dollari statunitensi. Il 14 agosto 2020 ICE ha depositato la propria risposta, chiedendo l'archiviazione del procedimento sul presupposto di un difetto di giurisdizione del Tribunale arbitrale. L'istanza di archiviazione è stata respinta dall'AMCHAM CICA. In parallelo, ICE ha presentato alcuni ricorsi cautelari al Tribunal Contencioso Administrativo contro Chucas e l'AMCHAM CICA al fine di sospendere il procedimento arbitrale. Anche tali ricorsi, accolti in via preliminare, sono stati successivamente respinti. Successivamente, a maggio 2021, Chucas ha depositato la propria domanda arbitrale completa di richieste istruttorie, quantificando il valore della propria pretesa in circa 362 milioni di dollari statunitensi (circa 305 milioni di euro). A giugno 2021 ICE ha depositato le proprie difese, insistendo nell'eccezione di difetto di giurisdizione arbitrale, senza formulare domanda riconvenzionale. In data 4 agosto 2021 il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di difetto di giurisdizione di ICE. La questione è stata successivamente sottoposta al vaglio della Corte Suprema e il procedimento arbitrale è stato sospeso.

Con provvedimento del 12 maggio 2022, successivamente notificato il 28 luglio 2022, la Prima Sezione della Corte Suprema ha dichiarato l'incompetenza del Tribunale arbitrale a conoscere della controversia. In data 8 agosto 2022 Chucas ha presentato alcuni ricorsi straordinari alla medesima Corte Suprema contro questa decisione, la cui risoluzione complessiva si attende intorno alla metà del 2023. L'arbitrato rimane sospeso.

Arbitrato Kino – Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA (Enel) una domanda di arbitrato presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres

SA de Cv (insieme, le "Società di Progetto"), nella quale le Società di Progetto lamentano la violazione (i) da parte di Kino Contractor di alcune previsioni dell'EPC Contract e (ii) da parte di Kino Facilities di alcune previsioni dell'Asset Management Agreement, entrambi contratti relativi ai progetti solari di proprietà delle tre società attrici.
Enel – la quale è garante delle obbligazioni assunte da Kino Contractor e Kino Facilities in forza dei predetti contratti – è stata altresì chiamata in arbitrato, ma senza che siano state avanzate nei suoi confronti specifiche domande.
Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controllata da Caisse de Dépôt et Placement du Québec) e CKD Infraestructura México SA de Cv. Dopo la domanda di arbitrato e la relativa risposta dei convenuti, le parti si sono scambiate ulteriori memorie introduttive, nell'ambito delle quali la pretesa economica delle controparti è stata aggiornata in circa 135 milioni di dollari statunitensi, mentre Kino Facilities non ha insistito nella propria domanda riconvenzionale. Nell'ottobre 2022 si è tenuta l'udienza e attualmente pende la fase conclusiva. L'emissione del lodo arbitrale è attesa per la metà del 2023.

Allianz – Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Project LLC è stata convenuta in giudizio dinanzi alla New York Superior Court da parte di Allianz Risk Transfer Ltd, per un ammontare di circa 203 milioni di dollari statunitensi, in merito all'asserito debito maturato dalla società a partire da febbraio 2020 in relazione a un Proxy Revenue Swap. La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Southern District Court di New York.

Gastalsa – Peru

Nel 2011, Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) aveva presentato una domanda dinanzi al Tribunale Civile di Talara chiedendo la revoca del provvedimento che annullava il conferimento della concessione di gas naturale del distretto di Parinas, della Provincia di Talara e del Dipartimento di Piura in suo favore, e il conseguente trasferimento alla stessa del gasdotto di proprietà di Enel Generación Piura SA (EGPIURA).
Il 6 gennaio 2022 il Tribunale aveva parzialmente accolto la domanda di Gastalsa. Così, nel mese di febbraio 2022 EGPIURA è venuta a conoscenza di una misura cautelare emessa dal Tribunale Civile di Talara della Corte Superiore di Giustizia di Sullana (Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana) in favore di Gastalsa che ordinava alla Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, all'Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) e al Ministero dell'Energia di (i) ripristinare la concessione di gas naturale del distretto di Parinas, della Provincia di Talara e del Dipartimento di Piura in favore di Gastalsa; e (ii) procedere alla valorizzazione e al trasferimento dei gasdotti in suo favore. Quanto sopra comportava che il valore economico del gasdotto attualmente di proprietà di EGPIURA (che fornisce gas naturale alla centrale termica Malacas) fosse stimato per essere trasferito a Gastalsa.
In data 2 agosto 2022 la Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana ha emesso sentenza di secondo grado sfavorevole a Gastalsa, rinviando la causa al tribunale di primo grado per una nuova decisione. In conseguenza di tale decisione, il 9 settembre 2022 la misura cautelare precedentemente emessa è stata integralmente revocata.
Nel frattempo, nel mese di luglio 2022, il Tribunale Costituzionale, accogliendo la domanda di un altro operatore del sistema, terzo interessato, aveva dichiarato che la domanda originaria di Gastalsa era stata presentata fuori termine.
In data 24 gennaio 2023 il Tribunale Costituzionale ha altresì respinto l'impugnazione di tale provvedimento.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

La società Slovenské elektrárne (SE) è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabcíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).
Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'invalidità del VEG Operating Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV aveva iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare la nullità del VEG Operating Agreement. Il 12 dicembre 2014, inoltre, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, e, in data 9 marzo 2015, ha comunicato la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, nell'ambito dell'azione promossa dal PPO, ha dichiarato la nullità del VEG Operating Agreement, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado. SE ha presentato ricorso straordinario avverso tale decisione alla Corte Suprema che è stato respinto all'udienza del 29 giugno 2016. Successivamente, con sentenza del 18 gennaio 2017 è stato altresì respinto il ricorso presentato da SE dinanzi alla Corte Costituzionale.
Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base

del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi MH Manazment, MHM) della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima aveva diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. In data 30 giugno 2017 il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale ha rigettato la domanda di SE.
Parallelamente a tale procedimento arbitrale, sia VV sia MHM avevano avviato due procedimenti dinanzi ai tribunali slovacchi volti ad accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement. Tali procedimenti sono stati riuniti e, il 27 settembre 2017, il Tribunale Distrettuale di Bratislava II ha rigettato le domande per ragioni processuali. Sia VV che MHM hanno presentato appello, ed entrambe le impugnazioni sono state rigettate, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso la decisione di rigetto del proprio appello VV ha presentato un ricorso straordinario (*dovolanie*) dinanzi alla Corte Suprema in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con memoria presentata l'8 giugno 2020 e ha anche presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato respinto il 29 luglio 2021. Il 24 marzo 2021 la Corte Suprema ha annullato la decisione della Corte d'Appello di Bratislava, rinviando il giudizio alla medesima Corte d'Appello per una nuova decisione, e il procedimento è attualmente pendente.
Sempre in ambito locale, VV ha intentato altresì diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domanda riconvenzionale in tutti i menzionati procedimenti. In relazione a tali procedimenti si osserva quanto segue:

- con riguardo agli anni 2006-2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato in rito la domanda principale di VV e, conseguentemente, la domanda riconvenzionale di SE. La sentenza di primo grado è stata impugnata da entrambe le parti dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava. A livello di appello (a) il procedimento relativo all'anno 2006 si è concluso con la decisione del 6 dicembre 2022, notificata a SE in data 18 febbraio 2023, che ha confermato la pronuncia di primo grado. SE sta valutando le azioni da intraprendere; (b) i giudizi relativi agli anni 2007 e 2008 sono ancora pendenti;
- i procedimenti relativi agli anni 2011, 2014 e 2015 sono tutti pendenti in primo grado e le parti hanno scambiato memorie scritte. Per i procedimenti relativi agli anni 2011 e 2014 la fissazione dell'udienza di primo grado ha subíto numerosi rinvii e, attualmente, risulta rinviata a data da destinarsi a causa della situazione di emergenza epidemiologica. Per il procedimento relativo all'anno 2015 l'udienza di primo grado è stata fissata al 7 marzo 2023;
- i procedimenti relativi agli anni 2009, 2010 e 2013 si sono conclusi in primo grado con pronunce del Tribunale di Bratislava rispettivamente del 24, 15 e 22 novembre 2022, con le quali sono state rigettate in rito sia la domanda di VV sia la domanda riconvenzionale di SE. Tra dicembre 2022 e gennaio 2023 sia SE sia VV hanno proposto appello avverso le pronunce relative agli anni 2010 e 2013, e il 19 gennaio 2023 SE ha proposto appello anche avverso la pronuncia relativa all'anno 2009;
- quanto al procedimento relativo all'anno 2012, il 2 febbraio 2023 è stata notificata a SE la sentenza di appello che ha confermato la pronuncia di primo grado di rigetto in rito sia della domanda di VV sia della domanda riconvenzionale di SE. SE sta valutando le azioni da intraprendere.

Infine, in un altro procedimento VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre interessi. Dopo aver emesso una decisione preliminare rilevando la carenza di legittimazione attiva di VV, il 18 dicembre 2020 il Tribunale di Bratislava ha reso una sentenza favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 4 gennaio 2021 VV ha proposto appello avverso tale decisione e il procedimento è pendente.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whithholding Tax - Ampla

Nel 1998 Ampla Energía e Serviços SA (Ampla) finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.
Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.
Nel dicembre 2005 Ampla ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.
In data 6 novembre 2012 la Camara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013 è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chia-

rimento (*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 richiesta e attende di conoscere l'esito della valutazione del Giudice in merito agli argomenti e ai documenti presentati dalle parti.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 246 milioni di euro.

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo
Nel marzo 2017 il Supremo Tribunal Federal del Brasile (STF) ha deliberato in merito al calcolo delle imposte PIS e COFINS confermando la tesi secondo cui l'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 dal giudizio 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 hanno notificato alle stesse la decisione finale, riconoscendo il diritto di dedurre l'ICMS applicata alle loro operazioni dalla base di calcolo del PIS e COFINS. Poiché l'eccedenza di pagamento delle imposte PIS e COFINS è stata trasferita ai clienti finali, contestualmente alla rilevazione di tali imposte recuperabili, è stata rilevata una passività verso gli stessi per i medesimi importi, al netto di qualsiasi costo sostenuto o da sostenere nei procedimenti legali. Tali passività rappresentano l'obbligo di restituire ai clienti finali le imposte recuperate.
Enel Distribuição São Paulo a tal proposito ha intrapreso due contenziosi attivi terminati a suo favore e relativi, rispettivamente, al periodo da dicembre 2003 a dicembre 2014 e da gennaio 2015 in avanti. In riferimento al secondo giudizio, la Federal Union ha depositato un'azione di rescissione avverso la società, contestando il fatto che parte del periodo in questione (antecedente a marzo 2017) sarebbe negativamente impattata dalla sentenza di maggio 2021 del STF sopra citata.
A maggio 2022 la società ha impugnato tale azione e difenderà il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 206 milioni di euro.

IRPJ/CSLL - Eletropaulo
Il 5 ottobre 2021 Eletropaulo ha ricevuto un avviso di accertamento, emesso dall'Autorità Fiscale brasiliana, con il quale viene contestata la deducibilità, ai fini delle imposte sul reddito (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ e *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL), dell'ammortamento fiscale sugli extra valori generati da operazioni straordinarie, realizzate prima dell'acquisizione della società da parte del Gruppo Enel. In particolare, il periodo oggetto di contestazione va dal 2017 al 2019.
La società, ritenendo solide le proprie argomentazioni, ha presentato la propria difesa nel primo grado di giudizio amministrativo.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 137 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo
Nel luglio del 2000 Eletropaulo ha instaurato un contenzioso per il riconoscimento di un credito PIS (*Programa Integração Social*) derivante da somme versate in applicazione di norme (Decreti Legge n. 2.445/1988 e n. 2.449/1988) successivamente dichiarate incostituzionali dal Supremo Tribunal Federal (STF). Nel maggio del 2012 è stata emessa dal Superior Tribunal de Justiça (STJ) la sentenza finale favorevole alla società che ha riconosciuto il diritto al credito.
Nel 2002, prima dell'emissione della citata sentenza finale favorevole, la società ha compensato il credito con altri tributi federali. Tale comportamento è stato contestato dall'Autorità Fiscale Federale ma la società, sostenendo la correttezza del proprio operato, ha impugnato in tribunale gli atti emessi dall'Autorità Fiscale Federale. A seguito della sconfitta in primo grado, la società ha presentato appello in secondo grado.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2022 è di circa 123 milioni di euro.

ICMS - Ampla, Coelce ed Eletropaulo
Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015 e 2016) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2021), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.
Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2022 è di circa 95 milioni di euro.

Withholding Tax - Endesa Brasil

Il 4 novembre 2014 l'Autorità Fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili a soggetti non residenti.

In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto dalla corretta applicazione dei princípi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.

A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata confermata dall'Auditor esterno e altresì da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale.

A seguito degli esiti sfavorevoli nei gradi di giudizio amministrativo, la società continua a difendere in via giudiziale il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 69 milioni di euro.

ICMS - Coelce

Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) (per il periodo 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) e in particolare la modalità di calcolo del *pro rata* di detrazione con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione di una speciale tariffa prevista dal Governo brasiliano per la vendita di energia elettrica alle persone a basso reddito (*Baixa Renda*).

La società ha impugnato i singoli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo la regolarità dei calcoli effettuati, e difende il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2022 è di circa 55 milioni di euro.

PIS - Eletropaulo

Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (*Programa Integração Social*) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).

Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998. Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.

Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo ordine provvisorio sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio.

Nel maggio 2008 l'Autorità Fiscale brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 - dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.

Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello – per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato – presso il Superior Tribunal de Justiça (STJ) e il Supremo Tribunal Federal (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti mentre, gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.

Con riferimento alla richiesta dell'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale brasiliano di sostituire la garanzia bancaria con un deposito giudiziario, il tribunale giudiziario di secondo grado ha accolto tale istanza. Pertanto, la società ha sostituito la garanzia bancaria con un deposito in contanti e ha presentato una mozione di chiarimento contro la relativa decisione, attualmente in attesa di giudizio.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 45 milioni di euro.

FINSOCIAL - Eletropaulo

A seguito di una sentenza definitiva, emessa dalla Corte Regionale Federale l'11 settembre 2011, la società Eletropaulo ha visto riconosciuto il diritto alla compensazione di alcuni crediti FINSOCIAL (contributo sociale), relativi a somme versate da settembre 1989 a marzo 1992.

Nonostante lo scadere dei relativi termini di prescrizione (*statute of limitations*), l'Autorità Fiscale Federale ha contestato la determinazione di alcuni crediti e ha rigettato le

corrispondenti compensazioni, emettendo alcuni atti impositivi che la società ha prontamente impugnato in via amministrativa, difendendo la correttezza dei propri calcoli e sostenendo la regolarità del proprio operato.
Dopo una sentenza sfavorevole in primo grado, la società ha presentato appello dinanzi al tribunale amministrativo in secondo grado.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2022 è di circa 43 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.
In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 133 milioni di euro al 31 dicembre 2022:

- 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);
- Endesa e le sue controllate principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di alcuni oneri finanziari (circa 24 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 6 milioni di euro).

Nel 2021 l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una nuova verifica generale relativamente agli anni dal 2015 al 2018. Le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.
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 222 milioni di euro al 31 dicembre 2021 (Enel Iberia 210 milioni di euro; Endesa SA 12 milioni di euro).

Imposte sui redditi – Enel Green Power España SL
Il 7 giugno 2017 l'Autorità Fiscale spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilevo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.
Il 6 luglio 2017 la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società ha fornito il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa. Il 10 dicembre 2019 il TEAC ha respinto il ricorso e la società continua a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2022 è di circa 100 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Italia

Withholding Tax – Enel Servizio Elettrico Nazionale
In esito a una verifica fiscale avviata nel marzo 2018 e in seguito a una successiva attività istruttoria condotta mediante l'invio di questionari alle banche intervenute in qualità di cessionarie in talune operazioni di acquisto dei crediti della Società Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) verso i clienti mass market oggetto di un accordo quadro, in data 19 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale del Lazio - Ufficio Grandi Contribuenti ha notificato alla società un avviso di accertamento con il quale è stata contestata la presunta violazione degli obblighi di sostituto di imposta, relativamente alle somme corrisposte alle banche nell'ambito delle già menzionate operazioni di cessione intervenute nell'anno 2013.
In particolare, tale contestazione scaturisce da una valutazione dell'Ufficio che ha: (i) riqualificato, ai soli fini fiscali, la cessione dei crediti in una operazione di finanziamento; (ii) ipotizzato un presunto obbligo di ritenuta in capo alla società da commisurarsi sul costo dell'operazione (come differenza tra il valore nominale dei crediti ceduti e il prezzo di cessione), ricostruendo le vicende successive dei crediti oggetto di cessione (cessioni ulteriori e/o cartolarizzazione con soggetti non residenti effettuate dalle banche), alle quali la società è estranea.
Nei primi gradi del giudizio, scaturito in seguito alla impugnazione da parte di SEN dell'avviso di accertamento, non hanno trovato accoglimento le eccezioni della società sulla illegittimità della contestazione per l'erronea riqualificazione, ai fini fiscali, dell'operazione e, conseguentemente, dei flussi di pagamento operata dall'Ufficio e nonostante la violazione di rilevanti aspetti procedurali nell'attività di accertamento.
Nel corso del 2022 si sono manifestati i presupposti per una soluzione transattiva, cui la società ha ritenuto di poter aderire al solo fine di evitare la prosecuzione del contenzioso pendente in relazione a una materia caratterizzata da condizioni di incertezza interpretativa; tale soluzione prevede una rimodulazione complessiva della pretesa erariale e la non reiterazione delle contestazioni per le annualità successive.

Tale definizione ha comportato il pagamento nell'esercizio di somme da parte della società per un ammontare di circa 45 milioni di euro e la cessazione della materia del contendere.

58. Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei princípi e delle modifiche ai princípi e alle interpretazioni la cui data di efficacia per il Gruppo è successiva al 31 dicembre 2022.

- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", emesso a gennaio 2020. Le modifiche interessano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:
  - i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intende per diritto di una società a differire il regolamento e specificando che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
  - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando il diritto di differire il regolamento di una passività sarà esercitato;
  - che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di prestito alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica la conformità fino a una data successiva; e
  - che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi.

  Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024[62] o successivamente.
- "*Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants*", emesso a ottobre 2022. Lo IAS 1 richiede di classificare il debito come non corrente solo nel caso in cui sia possibile evitare di saldare il debito nei 12 mesi successivi alla data di bilancio. Le modifiche al principio migliorano l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno 12 mesi è subordinata al rispetto di covenant e specificano che la classificazione del debito come corrente o non corrente alla data di bilancio non è influenzata da covenant da rispettare successivamente alla data di bilancio.
  Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024.
- "*Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies*", emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel decidere quali princípi contabili illustrare in bilancio. Le modifiche allo IAS 1 richiedono di fornire informazioni sui princípi contabili rilevanti, piuttosto che su quelli significativi. Una guida su come applicare il concetto di materialità all'informativa sui princípi contabili è fornita dalle modifiche all'IFRS Practice Statement 2. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- "*Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates*", emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei princípi contabili e cambiamenti nelle stime contabili; la definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intese come "importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- "*Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction*", emesso a maggio 2021. Le modifiche richiedono alle società di rilevare la fiscalità differita sulle transazioni che, alla rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- "*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.
- "*IFRS 17 - Insurance Contracts*", emesso a maggio 2017. Il principio introduce differenti modelli per calcolare i costi di assicurazione e riassicurazione. Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. Il Gruppo ha effettuato il ricalcolo degli impatti legati alla prima applicazione dell'IFRS 17 al 1° gennaio 2022 e l'impatto complessivo al 31 dicembre 2022 è stimato positivamente fino a un massimo di 30 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'attualizzazione delle riserve.
- "*Amendments to IFRS 16 - Lease Liability in a Sale and Leaseback*", emesso a settembre 2022. Le modifiche richiedono al venditore-locatario di valutare l'attività per il diritto d'uso derivante da un'operazione di vendita e retrolocazione in proporzione al valore contabile precedente dell'attività oggetto dell'accordo e in linea con il diritto d'uso mantenuto; di conseguenza, al venditore-locatario

(62) A luglio 2020 è stato emesso un emendamento per posticipare la data di entrata in vigore, prima prevista per il 1° gennaio 2023, al 1° gennaio 2024.

sarà concesso di rilevare solo l'importo dell'eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore.

Le modifiche non prescrivono specifici requisiti di valutazione per le passività derivanti da una retrolocazione; tuttavia, includono esempi che illustrano la misurazione iniziale e successiva della passività includendo pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso. Tale rappresentazione costituisce una deviazione dal modello generale di contabilizzazione previsto dall'IFRS 16, in cui i pagamenti variabili, che non dipendono da un indice o da un tasso, sono rilevati a Conto economico nel periodo in cui si verifica l'evento o la condizione che determina tali pagamenti. A tal riguardo, il venditore-locatario dovrà sviluppare e applicare una policy contabile per determinare i pagamenti del leasing in modo tale che qualsiasi importo dell'utile o della perdita relativo al diritto d'uso trattenuto non venga riconosciuto.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024; è prevista l'applicazione retrospettica, in conformità allo "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", per le vendite e le operazioni di retrolocazione stipulate dopo la data di applicazione iniziale dell'IFRS 16.

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 da 1,75 miliardi di euro per rifinanziare alcuni dei suoi bond ibridi in circolazione

In data 9 gennaio 2023 Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di prestiti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi perpetui con denominazione in euro, destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 1,75 miliardi di euro (i "Nuovi Titoli"). Contestualmente, Enel ha inoltre annunciato, con distinta notice, il lancio di offerte volontarie volte a riacquistare per cassa, e successivamente cancellare, per un totale complessivo nominale pari all'importo raccolto con i Nuovi Titoli, tutto o parte del prestito obbligazionario ibrido perpetuo in circolazione da 750 milioni di euro, con prima call date ad agosto 2023, nonché parte del prestito obbligazionario ibrido in circolazione da 1.250 milioni di dollari statunitensi, con scadenza a settembre 2073 e prima call date a settembre 2023, subordinatamente al verificarsi di talune condizioni sospensive.

Enel annuncia i risultati della tender offer sul prestito obbligazionario ibrido perpetuo denominato in euro

Con la conclusione dell'offerta volontaria lanciata il 9 gennaio 2023 e conclusa il 16 gennaio 2023, in data 18 gennaio 2023 Enel ha annunciato che procederà a riacquistare per cassa il proprio prestito obbligazionario ibrido perpetuo in circolazione denominato in euro per un importo nominale complessivo pari a 699.970.000,00 euro. Considerato l'importo nominale raccolto attraverso l'emissione dei Nuovi Titoli e l'importo nominale dei titoli acquistati in relazione alla tender offer sul prestito obbligazionario in euro, non trova applicazione l'ammontare massimo di accettazione ("Capped Maximum Amount") per la concomitante tender offer sul prestito obbligazionario ibrido da 1.250 milioni di dollari statunitensi con scadenza a settembre 2073 e prima call date a settembre 2023.

Enel annuncia i risultati della tender offer sul prestito obbligazionario ibrido perpetuo denominato in euro

In conseguenza del venir meno dell'ammontare massimo di accettazione ("Capped Maximum Amount") sul prestito obbligazionario in dollari statunitensi, come annunciato in data 18 gennaio 2023, Enel ha accettato per il riacquisto tutte le offerte validamente pervenute alla Early Tender Deadline in relazione al prestito obbligazionario in dollari statunitensi per un importo nominale complessivo di 411.060.000 dollari statunitensi.

Enel lancia un Sustainability-Linked Bond da 1,5 miliardi di euro

In data 14 febbraio 2023 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,5 miliardi di euro. La nuova emissione prevede per la prima volta l'utilizzo da parte di Enel di molteplici Key Performance Indicators (KPI) per tranche. Una tranche dell'emissione combina un KPI collegato alla tassonomia dell'UE con un KPI collegato agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. L'altra tranche del bond è collegata a due KPI associati alla traiettoria del Gruppo di completa decarbonizzazione, attraverso la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra.

Enel avvia la cessione degli asset in Argentina con la vendita delle attività di generazione termoelettrica

In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha siglato e perfezionato un accordo per la vendita all'azienda energetica Central Puerto SA del 75,7% detenuto dal Gruppo nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera. Contestualmente, Enel ha firmato l'accordo per la cessione a Central Puerto del 41,2% detenuto nella società di generazione

termoelettrica Central Dock Sud. Il corrispettivo totale per la cessione delle partecipazioni di Enel nelle due società ammonta a 102 milioni di dollari statunitensi.

Enel firma accordo per la cessione delle sue attività in Romania a PPC

In data 9 marzo 2023 Enel SpA ha sottoscritto un accordo per la cessione alla società greca Public Power Corporation SA (PPC) di tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in Romania. L'accordo prevede che PPC versi un corrispettivo complessivo di circa 1.260 milioni di euro, corrispondenti a circa 1.900 milioni di euro in termini di enterprise value (riferito al 100%). Complessivamente si prevede che l'operazione generi un effetto positivo totale sull'indebitamento netto consolidato del Gruppo di circa 1,7 miliardi di euro, di cui circa 0,1 miliardi di euro nel 2022 e la rimanente parte nel 2023, insieme a un impatto negativo cumulato nel 2022-2023 sull'utile netto del Gruppo di circa 1,4 miliardi di euro, di cui circa 0,6 miliardi di euro collegati al rilascio della riserva cambi, da contabilizzare nel 2023.

60. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2022 riconosciuti da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2022 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
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	0,5
	- entità della rete KPMG	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	2,1
	- entità della rete KPMG	-
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**2,6**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	4,3
	- entità della rete KPMG	7,9
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,3
	- entità della rete KPMG	1,1
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	0,1
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**14,7**
TOTALE		**17,3**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, 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 Francesco Starace e Alberto De Paoli, 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 2022 e il 31 dicembre 2022.

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 2022:
   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 2022, 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, 16 marzo 2023

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Francesco Starace
Firmato digitalmente da Francesco Starace
Data: 2023.03.16 08:56:50 +01'00'

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
Firmato digitalmente da ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
ND: dnQualifier=-2017503298228, c=IT, o=GRUPPO ENEL:00811720580, serialNumber=TINIT-DPLLRT65R01G388C, title=GRUPPO ENEL, sn=DE PAOLI, givenName=ALBERTO MARIA GIUSEPPE, cn=ALBERTO MARIA GIUSEPPE DE PAOLI
Data: 2023.03.16 07:57:29 +01'00'

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2022
(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, indicata anche come "Enel" o la "Società"), nella sua attuale composizione è stato nominato dall'Assemblea degli azionisti, tenutasi il 19 maggio 2022.

Nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2022, 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, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "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 l'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché l'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- 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, indicato come "Codice di *Corporate Governance*");
- l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato criticità tali da richiederne segnalazione in questa sede.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;

- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Le azioni deliberate e poste in essere sono apparse conformi alla legge e allo statuto e non manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2022 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2022");
- 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 2022 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni effettuate dalla Società con parti correlate, essendo queste ultime individuate sulla base dei princìpi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene all'individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che, in base all'attività di vigilanza svolta, le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391-*bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2022. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2022 della Società risultano riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato. Per rilevanza dell'operazione, si rinvia in particolare a quanto riportato nel fascicolo di Bilancio in merito alla "*Linea di credito garantita da SACE – Informativa finanziaria ex art. 13 comma 3, lettera c), (ii) del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate*";
- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2022 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e

dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2022 (nel seguito anche "IFRS-EU"), nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2022 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio stesso. Nelle note di commento al Bilancio individuale sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei principi applicati per la prima volta nel 2022 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento.

- Il Bilancio individuale 2022 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione KPMG S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio della Società nonché alla relativa conformità alle norme di legge. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre la dichiarazione, resa ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del Decreto 39/2010, relativa alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2022 del Gruppo Enel – 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 2022, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2022 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value* (come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci) e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, che sono valutate al minore tra il valore contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita. 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 2022 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Si rappresenta inoltre, che, già a partire dall'esercizio 2021, in linea con quanto previsto dal Regolamento Delegato (UE) 2019/815 del 17 dicembre 2018 e successive modifiche ed integrazioni (c.d.

"Regolamento ESEF"), la Società ha (i) redatto l'intera Relazione finanziaria annuale (comprensiva del Bilancio individuale e del Bilancio consolidato, delle rispettive relazioni sulla gestione e delle rispettive attestazioni di cui all'art. 154-*bis*, comma 5, del Testo Unico sulla 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 2022 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, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio consolidato nonché alla relativa conformità alle norme di legge. 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), del Decreto 39/2010 e dell'art. 4 del Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018 (di attuazione del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254), relative rispettivamente alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione e alla verifica dell'avvenuta approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

  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 2022 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 (confermate, da ultimo, nel *Public Statement* del 28 ottobre 2022), 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 2023, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2022;

- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2022 e non abbiamo osservazioni al riguardo;
- il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato controllo e rischi nel mese di marzo 2023, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2022 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 15 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con Deliberazione n. 20249 del 28 dicembre 2017) in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani;
- abbiamo vigilato, ai sensi del succitato art. 15 del Regolamento Mercati, sui fatti e le circostanze comportanti l'idoneità del sistema amministrativo-contabile delle medesime società controllate di cui al punto precedente;
- 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 ovvero 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 la struttura organizzativa del Gruppo Enel è basata, a partire dalla seconda metà dell'esercizio 2014, su una matrice *Global Business Lines*/Geografie e – tenuto conto delle modifiche intervenute da ultimo nel corso del 2022 e nei primi mesi del 2023 – si articola in: (i) *Global Business Lines*, 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. Le *Global Business Lines* sono suddivise in: *Enel Green Power and Thermal Generation*, *Global Energy and Commodity Management*, Enel *Grids*, Enel X *Global Retail* e *Global E-Mobility*; (ii) Paesi e Regioni, cui è affidato, nell'ambito di ciascuna area geografica di presenza del Gruppo, il compito di gestire le relazioni con organi istituzionali, autorità regolatorie, *media* e

altri *stakeholder* locali, nonché di ottimizzare il portafoglio clienti e gli *asset* di generazione perseguendo il miglior margine integrato, fornendo altresì supporto in termini di attività di *staff* e altri servizi alle *Global Business Lines* e adottando adeguati *standard* in materia di *security*, *safety* e ambientale. Paesi e Regioni sono suddivisi in: Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, nonché Africa, Asia e Oceania; (iii) Funzioni Globali di Servizio, cui è affidato il compito di gestire le attività di *information and communication technology* (*Global Digital Solution*), gli acquisti a livello di Gruppo (*Global Procurement*) e i processi di attivazione delle forniture dei clienti, di fatturazione, credito e *customer care* (*Global Customer Operations*); (iv) Funzioni di *Holding*, cui è affidato tra l'altro il compito di gestire i processi di *governance* a livello di Gruppo, così suddivise: Amministrazione, Finanza e Controllo, Personale e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, *Audit*, Innovazione e Sostenibilità. Non abbiamo eccezioni da formulare circa l'adeguatezza del modello organizzativo sopra descritto nel supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel, nonché in merito alla coerenza del medesimo modello con le esigenze di controllo;

- abbiamo incontrato i Collegi Sindacali ovvero gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere. Tali società, particolarmente quelle del comparto europeo, sono state interessate, come anche la Capogruppo, dagli importanti effetti derivanti dalle dinamiche dei prezzi del gas e dal contesto geopolitico. Pur tenendo conto di tali fenomeni, dallo scambio di informazioni avuto, non sono emerse risultanze di tale significatività da essere menzionate nella presente relazione, oltre a quanto rappresentato nel fascicolo di Bilancio;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto in data odierna da KPMG S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito, secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014 e dal paragrafo 17 del principio di revisione internazionale (ISA Italia) n.260 e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. e) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte di KPMG S.p.A. e delle entità appartenenti al relativo *network*. Si segnala che i corrispettivi spettanti a KPMG S.p.A. e alle entità del relativo *network* sono indicati nelle note di commento al Bilancio individuale della Società. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale non ha individuato criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione KPMG S.p.A.
  Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle

quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2022, 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 2022;

- abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princìpi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte del responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo 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 2022 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai princìpi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (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 2022;

- 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, non ricorrono ragioni per dubitare circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2023, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2022, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2023-2025 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- nel corso del 2022 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 2022.

  Nel mese di giugno 2022 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 informare 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 2022.

  Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale nel mese di febbraio 2022 (con riferimento alla precedente composizione del Collegio Sindacale) e nei mesi di maggio 2022 e di marzo 2023 (con riferimento all'attuale composizione del Collegio Sindacale) 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 2022 e durante i primi due mesi del 2023 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*"), come già avvenuto a decorrere dall'esercizio 2018, 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 pur in assenza di una specifica raccomandazione del Codice di *Corporate Governance* e seguendo 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 Sindaci. Le modalità di svolgimento della *board review* riferita all'esercizio 2022 sono dettagliatamente descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2022 unitamente ai relativi esiti;
- nel corso del 2022 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", caratterizzato da specifici approfondimenti intesi ad aggiornare gli Amministratori e i Sindaci in materia di *cyber security* e di *risk governance*. Il Collegio Sindacale suggerisce che, ad ogni avvicendamento degli organi sociali, sia svolto un piano di "*induction*" volto a favorire un inquadramento approfondito circa le caratteristiche strutturali ed il funzionamento del Gruppo;
- abbiamo vigilato sull'applicazione delle disposizioni del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come il "Decreto 254"), concernente la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e gruppi di grandi dimensioni. 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 dichiarazione consolidata di carattere non finanziario relativa all'esercizio 2022, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi di natura non finanziaria richiamati dall'art. 3, comma 1 del Decreto 254, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione KPMG S.p.A. ha rilasciato, ai sensi dell'art. 3, comma 10 del Decreto 254 e dell'art. 5 del Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018, l'attestazione circa la conformità delle informazioni fornite nella medesima dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rispetto a quanto richiesto dalla normativa vigente;
- 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 febbraio 2021, 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 (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse – Enel ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale articolato in una "parte generale" e in diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle modalità di adattamento di tale modello alle caratteristiche delle varie società italiane del Gruppo, nonché per un'indicazione delle finalità dell'"*Enel Global Compliance Program*" indirizzato alle società estere del Gruppo, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2022. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento, adotta una composizione collegiale. Tale organismo, nominato nel mese di luglio 2020, continua ad essere composto da tre componenti esterni, dotati nel loro insieme di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale e diritto penale d'impresa. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2022 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 2022 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 2 febbraio 2022) in merito al Piano di *Audit* 2022, secondo quanto previsto dalla Raccomandazione n. 33 lettera c) del Codice di *Corporate Governance*;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2022, 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 2023 e sui compensi corrisposti nel 2022 di cui all'art. 123-*ter*

del Testo Unico della Finanza (nel prosieguo, per brevità, "Relazione sulla remunerazione"), approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 6 aprile 2023 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla *best practice*, in quanto rispettano il principio del legame con adeguati obiettivi di *performance*, anche di natura non finanziaria, e perseguono l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di lungo periodo. Si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le nomine e le remunerazioni – costituito da soli Amministratori indipendenti – 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 2022 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 2023 – 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 2023 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 2022 dagli emittenti facenti parte di un *peer group* composto – a differenza di quello utilizzato per l'analoga analisi relativa al Consiglio di Amministrazione – esclusivamente da società italiane

appartenenti all'indice FTSE MIB ([1]); 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 industriali appartenenti all'indice FTSE MIB caratterizzate da assetti proprietari concentrati, valutando al contempo alcune società dell'indice FTSE MIB appartenenti al mondo dei *financial services*.

L'analisi in questione ha evidenziato che, sulla base dei dati al 31 dicembre 2021, Enel si colloca rispetto al *peer group* sopra i riferimenti massimi per quanto riguarda la capitalizzazione, sopra il nono decile per quanto riguarda i ricavi e al di sotto del nono decile per quanto concerne il numero di dipendenti.

Dall'analisi medesima è emerso che – a fronte, quindi, di un posizionamento assai elevato di Enel rispetto alle società ricomprese nel *panel* in termini di capitalizzazione, ricavi e numero di dipendenti – la remunerazione del Presidente del Collegio Sindacale e degli altri Sindaci effettivi di Enel si colloca al di sotto della mediana per il Presidente e in linea con i riferimenti mediani di mercato per gli altri Sindaci effettivi. L'analisi in questione ha inoltre evidenziato che nel corso del 2021 mediamente i collegi sindacali delle società appartenenti al *panel* sono risultati composti da quattro sindaci effettivi a fronte dei tre componenti effettivi del Collegio Sindacale di Enel, e hanno svolto 26 riunioni a fronte delle 28 riunioni tenute dal Collegio Sindacale di Enel.

Sulla base dell'analisi in questione, è quindi emerso che il livello di competitività dei compensi previsti per il Presidente e gli altri componenti effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta analogo al posizionamento degli Amministratori non esecutivi della stessa Enel, con riferimento all'emolumento loro riconosciuto in qualità di Consigliere (al netto dei gettoni di presenza, non previsti in ambito Enel per la partecipazione alle riunioni consiliari, ma riconosciuti da alcune delle società del *peer group* utilizzato ai fini dell'elaborazione della politica in materia di remunerazione degli Amministratori per il 2023).

Dall'analisi è emerso che il posizionamento del trattamento retributivo riconosciuto al Presidente e ai componenti effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta sostanzialmente in linea con quanto attualmente previsto dalle società del *peer group* di maggiori dimensioni tra quelle con una significativa partecipazione, diretta e/o indiretta, del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

È stato tuttavia evidenziato da parte del consulente che per un corretto apprezzamento circa l'adeguatezza dei compensi previsti per i componenti del Collegio

([1]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 18 società: A2A, Assicurazioni Generali, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Terna, TIM, Unicredit e Unipol.

Sindacale sarebbe opportuna una valutazione complessiva dell'*effort* richiesto dall'incarico.

A questo riguardo, un dato significativo riscontrato dal Collegio Sindacale è ottenibile dal raffronto tra il grado di remunerazione medio dei componenti del Collegio Sindacale e quello dei componenti del Consiglio di Amministrazione della Società (esclusi il Presidente e l'Amministratore Delegato), tenendo conto di tutte le riunioni a cui essi rispettivamente partecipano. Da tale analisi risulta che la remunerazione media per riunione dei Consiglieri è di oltre tre volte superiore a quella dei componenti del Collegio Sindacale, il che conferma una permanente inadeguata considerazione del ruolo ricoperto, del contributo fornito e dell'impegno richiesto al collegio sindacale nel sistema dei controlli societari.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2022 nel corso di 24 riunioni, nonché con la partecipazione alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione e all'Assemblea annuale degli Azionisti e – per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi componenti – alle 14 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 11 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, ad 1 riunione 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 il Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.

Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione KPMG S.p.A. non sono state rilevate omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale rileva, infine, che:

- sino alla data del 31 marzo 2022 è perdurata la situazione di emergenza sanitaria sul territorio nazionale dovuta alla pandemia da COVID-19. Le Autorità italiane, sino a tale data, hanno mantenuto alcune limitazioni alla libertà di circolazione all'interno del territorio nazionale per contenere il contagio, disponendo tra l'altro divieti di assembramento. In tale contesto il Collegio Sindacale, alla luce delle misure di contenimento della pandemia da COVID-19, ha tenuto sino al mantenimento della suddetta fase emergenziale alcune delle proprie riunioni esclusivamente mediante l'utilizzo di sistemi di audio/video conferenza da parte di tutti i partecipanti, che hanno comunque assicurato l'identificazione degli stessi e lo scambio di documentazione – secondo quanto previsto dall'art. 25.4 dello Statuto sociale – e, più in generale, il corretto espletamento delle funzioni da parte dell'organo di controllo;

- il conflitto russo-ucraino, tuttora in corso, nonché l'instabilità del prezzo delle *commodity* e in particolare del gas hanno fortemente influenzato la gestione dell'esercizio 2022. Si segnala, tra l'altro, la cessione della partecipazione di Enel Russia PJSC e le complessità di gestione delle operazioni di copertura dalle fluttuazioni dei prezzi nei mercati energetici e dei connessi fabbisogni di liquidità relativamente ai *cash collateral* (c.d. "marginazione"). A tal riguardo, si segnala che la sopra citata linea garantita da SACE ha rafforzato la posizione di liquidità del Gruppo Enel. Per questi e per tutti gli ulteriori eventi correlati al suddetto contesto geopolitico ed economico, si rinvia anche a quanto rappresentato nel fascicolo di Bilancio della Società.

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 2022 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 6 aprile 2023

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini - Presidente

Prof. Luigi Borré – Sindaco

Prof.ssa Maura Campra– Sindaco



Relazione della Società di revisione

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e 10 del Regolamento (UE) n. 537 del 16 aprile 2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Enel (nel seguito anche il "Gruppo"), costituito dai prospetti dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2022, 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 anche la sintesi dei più significativi 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 2022, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Elementi alla base del giudizio

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

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati

Note di commento al bilancio: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management –Ricavi provenienti da contratti con clienti", n. 2.2. "Principi contabili significativi – Ricavi provenienti da contratti con i clienti", n.11.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 34 "Crediti commerciali"

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
I ricavi di 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 giornaliero dei clienti, determinate principalmente sulle loro informazioni storiche, 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 in relazione ai ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della Enel S.p.A. per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards 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;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

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

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di *governance* anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di *governance*, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) 537/14

L'Assemblea degli Azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 16 maggio 2019 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2020 al 31 dicembre 2028.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/14 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al Collegio Sindacale, nella sua funzione di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – *European Single Electronic Format*) al bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, 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 2022 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.

Alcune informazioni contenute nelle note di commento al bilancio consolidato quando estratte dal formato XHTML in un'istanza XBRL, a causa di taluni limiti tecnici potrebbero non essere riprodotte in maniera identica rispetto alle corrispondenti informazioni visualizzabili nel bilancio consolidato in formato XHTML.

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), 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 2022, 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 del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), 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.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D.Lgs. 254/16

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/16. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli Amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario. Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D.Lgs. 254/16, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 6 aprile 2023

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio



Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022

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 2022, 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 settore di attività
	Holding di Gruppo
	Holding di Paese
	Enel Green Power
	Generazione Termoelettrica
	Trading
	Enel Grids
	Enel X
	Mercati finali
	Servizi
	Finanziario
	Enel X Way

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	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Controllate									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
25 Mile PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
3SUN Srl	Catania	IT	1.000.000,00	EUR		AFS	Enel Green Power Italia Srl	96,74%	100,00%
							Enel Green Power SpA	3,26%	
3Sun USA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
ABC Solar 11 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
ABC Solar 3 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Ables Springs Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ables Springs Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Ace High Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Acefat AIE	Barcellona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aferkat Wind Farm	Benslimane	MA	389.600,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARLAU	100,00%	100,00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguilón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		-	Ufinet Latam SLU	99,90%	19,48%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	4.138.230.386,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,82%	82,12%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SAU	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	31.630.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	US	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0,14%	0,14%
Arena Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 2 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 4 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Green Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 20 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Arrow Hills Solar Project	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SAU	85,41%	59,89%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	15,35%	
Athonet France SASU	Parigi	FR	50.000,00	EUR		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet Srl	Trieste	IT	68.927,57	EUR		-	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	GB	250.001,00	GBP		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet USA Inc.	Wilmington	US	1,00	USD		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Atwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	74,13%	74,13%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Autumn Waltz Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Nuova Delhi	IN	253.659.580,00	INR		AFS	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	200.000,00	INR		Equity	Enel Green Power India Private Limited	51,00%	51,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SLU	Palma de Mallorca	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Baleares Energy SLU	Palma de Mallorca	ES	4.509,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Beijing Tecnatom Nuclear Power Safety Technology Services Company Limited	Pechino	CN	280.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARLAU Sig.ra Riveros Perez Paula Cristina	99,00% 1,00%	99,00%
Belltail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Bison Meadows Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blair Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
BluRe MA	San José	LU	7.092.970,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogotá ZE SAS	Bogotà	CO	186.361.690,00	COP		AFS	Colombia ZE SAS	100,00%	47,18%
Bold Elk Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	100,00%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Box Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc. Enel Kansas LLC	24,08% 75,92%	100,00%
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazatortas 220 Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU Furatena Solar 1 SLU	16,98% 16,98%	23,81%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buck Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Property Trust	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		AFS	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Property Trust	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		AFS	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Burgundy Spruce Solar LP	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
C&C Castelvetere Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cactus Mesa Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Campos Promotores Renovables SL	Elche	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,30%	17,74%
Canastota Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fenner Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Canyon Top Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcellona	ES	30.862.800,00	EUR		-	Endesa Red SAU	0,94%	0,66%
Cattle Drive Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CCP.RO Bucharest SA	Bucarest	RO	79.800.000,00	RON		-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206,00	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	1.231.270.567,54	ARS		AFS	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,24% 71,78%	33,94%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	268.128.917,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	ES	364.213,34	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA	6,40%	20,93%
							Enel Generación Costanera SA	1,30%	
							Enel Generación El Chocón SA	33,20%	
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO	Kalná Nad Hronom	SK	6.639,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CES 1 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 2 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 3 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 4 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 5 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 6 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 7 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 8 Private Company	Atene	GR	501,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Chi West LLC	San Francisco	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298,00	PEN		Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	55,02%
Chisago Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chisholm View II Holding LLC	62,79%	62,79%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	100,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cinch Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Teramo	IT	10.000,00	EUR		Equity	CityPoste Payment SpA	100,00%	50,00%
CityPoste Payment SpA	Teramo	IT	-	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Battery Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración El Salto SL in liquidazione	Saragozza	ES	36.060,73	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Iberia SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		AFS	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Colombia ZE SAS	Bogotà	CO	5.503.986.000,00	COP		AFS	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	14.730.800,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	1.085.346.885,76	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313,00	ARS		Integrale	Enel Brasil SA Enel CIEN SA Enel SpA	74,15% 25,85% 0,00%	82,27%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SLU	5,00% 35,63%	26,29%
Compass Rose Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Concord Vine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	ES	271.652,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento	Bogotà	CO	32.000.000.000,00	COP		Equity	Colombia ZE SAS	0,00%	23,12%
							Enel Colombia SA ESP	48,99%	
							Enel X Colombia SAS ESP	0,00%	
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cross Trails Energy Storage Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cross Trails GESS LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dappled Colt Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Dara Solar Investment Srl	Bucarest	RO	14.392.400,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Decimalfigure - Unipessoal Ltda	Pego	PT	2.000,00	EUR		Equity	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	100,00%	30,68%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Derivex SA	Bogotà	CO	715.292.000,00	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5,00%	2,36%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	33.101.350,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Kino Facilities Manager SA de Cv	0,01%	
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

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	444.206,61	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,73%	1,73%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme	Heraklion, Creta	GR	440.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,00%	0,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	55,00%	70,12%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	45,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	MX	200,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50%	
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dover Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Earthly Reflections Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ecosolar2 Private Company	Grevena	GR	1.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SLU	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RO	382.158.580,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Dobrogea SA	Constanţa	RO	280.285.560,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	78,00%	78,00%
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotà	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	691.771.740,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP North America PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar Services LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	10,00%	10,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	10,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano (Ciudad Real)	ES	809.690,40	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	40,99%	33,06%
							Enel SpA	4,32%	
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	52,54%	70,12%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	47,46%	
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.821,79	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcellona	ES	500.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	ES	4.960.246,40	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcellona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Electrotest Instalaciones, Montajes y Mantenimientos SL	Puerto Real	ES	10.000,00	EUR		-	Epresa Energía SA	50,00%	17,53%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	São Paulo	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Elini	Antwerpen	BE	76.273.810,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	4,00%	1,32%
Emerald Crescent Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		-	Emerging Networks Guatemala SA	1,00%	19,50%
							Livister Latam SLU	99,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Emerging Networks Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		-	Livister Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufinet Guatemala SA	0,01%	
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
Emerging Networks Panama SA	Panama City	PA	300,00	USD		-	IFX/Eni - SPC Panama Inc.	100,00%	19,50%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Empresa Carbonífera del Sur - ENCASUR SAU	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,61%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU	Ceuta	ES	10.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	96,42%	67,61%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA	56,36%	59,33%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
En. Solar 7 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Endesa Capital SAU	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	PT	250.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Energía Renovable SLU	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Generación II SAU	Siviglia	ES	63.107,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Generación Nuclear SAU	Siviglia	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	0,20%	70,12%
							Endesa Generación SAU	99,20%	
							Enel Green Power España SLU	0,60%	

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	1.940.379.735,35	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Endesa Red SAU	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,12%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000,00	EUR		Integrale	Endesa X Servicios SLU Enel X Way Srl	49,00% 51,00%	85,36%
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integrale	Endesa SA Enel Iberia SRLU	0,02% 70,10%	70,12%
Enel Alberta Solar Inc.	Calgary	CA	1,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Storage Inc.	Calgary	CA	1,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago del Cile	CL	15.799.498.544,85	USD		Integrale	Enel Américas SA Enel SpA	0,00% 82,27%	82,27%
Enel and Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Equity	Enel Grids Srl	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Generación Chile SA	99,92% 0,08%	82,25%
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil Central SA	Rio de Janeiro	BR	49.440,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	20,23% 79,77%	82,27%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	38.070.269.190,10	BRL		Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA Energía y Servicios South America SpA	99,56% 0,44% 0,00%	82,27%
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago del Cile	CL	82.222.000,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,00% 100,00%	64,34%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Colombia SA ESP	Bogotà	CO	655.222.312.800,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	57,34%	47,18%
Enel Costa Rica CAM SA	San José	CR	27.500.000,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	177.568.664.063,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	638.563.900,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37.004.350,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Illinois LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Ohio LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Pennsylvania LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America Texas LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100,00%	100,00%
Enel Energy North America LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371,00	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl Enel SpA	75,00% 25,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	50,06%	23,62%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Generación Chile SA	Santiago del Cile	CL	552.777.320.871,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	AR	701.988.378,00	ARS		AFS	Enel Argentina SA	75,68%	62,25%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	54,07%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	1.538.101.266,24	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	68,78%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	AR	463.577.761,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	99,86%	82,27%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
							Energía y Servicios South America SpA	0,14%	
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	134.518.400,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	134.638.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	134.511.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	42.890.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,61%	82,07%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0,15%	
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857,00	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Cile	CL	842.121.530,67	USD		Integrale	Enel Chile SA	99,99%	64,93%
							Enel SpA	0,01%	
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	87.784.899,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,63%	82,27%
							Enel Green Power Cristal Eólica SA	0,00%	
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,37%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.590,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	237.601.272,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	225.021.296,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	230.869.708,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,94%	82,22%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru Participaçoes SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.709.003,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,16%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	284.062.483,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	61.617.590,35	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.347.009,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	EG	250.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	99,96%	99,99%
							Energía y Servicios South America SpA	0,04%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	97.191.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98,35% 1,65% 0,00%	82,27%
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.152,74	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	99.418.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,89% 1,11%	82,27%
Enel Green Power Esperança Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Estonian Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	183.315.219,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	221.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	40.187.850,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	141.569.641,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,01% 99,99%	82,27%
Enel Green Power India Private Limited	Nuova Delhi	IN	200.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	219.806.645,67	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,08% 99,92% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	227.810.333,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	408.949.643,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.259.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,33% 1,67%	82,27%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	5.665.000.000,00	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

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 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Privrate Limited Company	-	ET	5.600.000,00	ETB		Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	662.949.966,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	70.842.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	63.742.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	MA	639.000.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Development Srl	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287,11	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114,05	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Morro Norte 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000,00	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	74.124.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	97,92%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,08%	
							Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.319.527,57	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,25%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,75%	
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	1.291.373.507,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,50%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,50%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	50,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Rio de Janeiro	BR	274.420.832,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Cirilo 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

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 Cirilo 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Cirilo 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	74.960.396,92	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	82.268.018,57	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	114.522.004,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	109.281.818,16	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	82.871.484,32	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	114.475.154,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	108.022.914,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	147.279.287,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	120.057.468,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.042,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	120.981.744,40	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.788,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	89.994.200,26	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	89.787.960,25	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	

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 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	75.324.686,12	BRL		Integrale	Iba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	82.925.257,61	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 14)	Teresina	BR	82.230.525,15	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	183.602.691,38	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	82.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,26%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,74%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 03 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 16 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power SHU SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	8.000.000,00	SGD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000,00	EUR		AFS	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	50.034.360,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	97,87% 2,13%	82,27%
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	Istanbul	TR	37.141.108,00	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	75.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	182.273.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	122.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	132.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	198.554.956,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	125.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	152.022.288,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	95.587.248,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	299.922.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	92.895.408,95	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	41.179.409,72	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%

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 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	99.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	100.732.205,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	84.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	83.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	81.245.805,55	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	91.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	118.786.606,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	BR	94.727.364,09	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	77.496.725,02	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	89.917.563,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	86.496.703,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Rio de Janeiro	BR	173.154.500,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Rio de Janeiro	BR	221.832.010,12	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Rio de Janeiro	BR	292.888.027,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Rio de Janeiro	BR	276.814.829,93	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Rio de Janeiro	BR	274.625.153,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Rio de Janeiro	BR	171.324.007,59	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Rio de Janeiro	BR	344.251.125,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	383.436.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	369.758.650,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	112.576.700,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	379.980.530,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	212.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	337.473.758,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.450,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	353.284.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	298.952.100,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	332.473.758,81	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh City	VN	2.431.933,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos I SA)	Niterói	BR	565.756.528,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00%	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	77.939.980,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Zeus Sul 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Grids Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	47,18%
							Enel Colombia SA ESP	100,00%	
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia SRLU	Madrid	ES	336.142.500,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	NL	60.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	US	50,00	USD		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Panamá CAM Srl	Panama City	PA	3.001,00	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,03%	47,19%
							Enel Colombia SA ESP	99,97%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Renovable Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,99%	47,19%
							Enel Panamá CAM Srl	99,01%	
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	99,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	1,00%	
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Romania SA	Buftea	RO	200.000,00	RON		Discontinued operation	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	SA	1.000.000,00	SAR		Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	RO	33.000.000,00	RON		Discontinued operation	E-Distribuţie Banat SA	50,00%	51,00%
							E-Distribuţie Dobrogea SA	50,00%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Soluções Energéticas Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade Energy Srl	Bucarest	RO	2.437.050,00	RON		Discontinued operation	Enel Romania SA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia doo Beograd in liquidazione	Belgrado	RS	300.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.011.100,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	5.280.312,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000,00	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	Nuova Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services North America Inc.	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services Srl	Roma	IT	-	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services UK Limited	Londra	GB	502,00	GBP		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100,00%	100,00%
Enel X Advisory Services USA LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Arecibo LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000,00	ARS		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Asputeck Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	28.424.578,00	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	7.209.880,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Holding Inc. Enel X Canada Ltd	0,01% 99,99%	100,00%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403,00	BRL		Integrale	Enel X Ireland Limited EnerNOC UK II Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	BR	471.725.892,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	3.341.831.929,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS ESP	Bogotà	CO	50.368.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	1.030.000.000,00	JPY		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seoul	KR	8.472.600.000,00	KRW		Integrale	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000,00	KRW		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	39.921.546,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel X International Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Norway AS	Porsgrunn	NO	11.000.000,00	NOK		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	12.005.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. zo.o.	Varsavia	PL	12.275.150,00	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Pr Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Sponsor LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Sponsor LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Romania Srl	Bucarest	RO	7.044.450,00	RON		Discontinued operation	Enel X International Srl Enel X Srl	99,97% 0,03%	100,00%
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000,00	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai City	IN	45.000,00	INR		Integrale	Enel X International Srl Enel X North America Inc.	100,00% 0,00%	100,00%
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	1.212.000,00	SGD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	TW	76.100.000,00	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.628,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	3.500.000,00	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	3.045.337,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Canada Holding Ltd	Vancouver	CA	-	CAD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	11.229.030.071,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	49,00%	82,81%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Enel X Way France SAS	Parigi	FR	2.901.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	0,10	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Perú SAC	Lima	PE	1.561.900,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Romania Srl	Bucarest	RO	12.778.740,00	RON		Discontinued operation	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Srl	Roma	IT	6.026.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Way Sweden AB	Stoccolma	SE	50.000,00	SEK		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way UK Limited	Londra	GB	1,00	GBP		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Woodland Solar Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000,00	SAR		Integrale	EnelPower Srl	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	5.689.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
EnelPower Srl	Milano	IT	2.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	6.463.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,61%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	CR	10.000,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	100,00%	47,18%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Città del Messico	MX	673.583.489,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.953.980,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,99%	
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU	Palma de Mallorca	ES	9.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,12%
Energía y Naturaleza SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago del Cile	CL	12.120.575,70	USD		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,53%
Energías de Aragón I SLU	Saragozza	ES	3.200.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Energías de Graus SL	Barcellona	ES	1.298.160,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,75%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97,00%	68,01%
Energías Especiales de Peña Armada SAU	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	7.000,00	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU	6,25%	13,15%
							Envatios Promoción II SLU	6,25%	
							Envatios Promoción III SLU	6,25%	
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	656.615.400,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	1,00%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	MA	306.160.000,00	MAD		Equity	Endesa Generación SAU	32,00%	22,44%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energo Sonne Srl	Bucarest	RO	31.520,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
ENergy Hydro Piave Srl in liquidazione	Belluno	IT	800.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Energy Podium Private Company	Katerini Pieria	GR	4.001,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,02%	0,02%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	35.128.517,00	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.589,00	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000,00	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Enigma Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	CN	140.000,00	USD		Equity	EnerNOC UK II Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Envatios Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Envatios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.342,50	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,41%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201,54	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	96,48%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	39,50%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Cadice	ES	2.500.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ermis 2 Energeiaki Private Company	Grevena	GR	1.002,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
E-Solar 2 Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.003,00	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU	3,13%	6,58%
							Envatios Promoción II SLU	3,13%	
							Envatios Promoción III SLU	3,13%	
Evolution Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ewiva Srl	Milano	IT	1.000.000,00	EUR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,61%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,58%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	ES	8.046.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Farrier Station Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.045,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Field Day Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finocchiara Solar Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100,00	ILS		Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		Equity	PayTipper SpA	100,00%	50,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Flat Rocks Girgarre Cohuna Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	120,00	AUD		AFS	Cohuna Solar Farm Trust	33,33%	100,00%
							Flat Rocks One Wind Farm Trust	33,33%	
							Girgarre Solar Farm Trust	33,33%	
Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Flat Rocks One Wind Farm Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		AFS	Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	100,00%	100,00%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibón ZE SAS	Bogotà	CO	392.420.000,00	COP		AFS	Bogotá ZE SAS	100,00%	47,18%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Fox Run Energy Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Franklintown Farm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcellona	ES	9.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
FRWF Stage 1 (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Fundamental Recognized Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Ganado Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	GT	16.262.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	47,18%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Panamá CAM Srl	0,99% 99,01%	47,19%
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Guatemala SA	100,00% 0,00%	47,18%
Generadora Solar Austral SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar El Puerto SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Panamá CAM Srl	0,99% 99,01%	47,19%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		AFS	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		AFS	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	100,00%
Glass Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375,00	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	900.000,00	CRC		-	Enel Costa Rica CAM SA	10,00%	4,72%
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
GNL Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160,00	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Gooseneck Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736,00	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,28%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Iberia SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
Gridspertise Latam SA	São Paulo	BR	2.010.000,00	BRL		Equity	Enel Brasil SA Gridspertise Srl	0,00% 100,00%	50,00%
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000,00	EUR		Equity	Enel Grids Srl	50,00%	50,00%
Gridspertise LLC	Dover	US	160.000,00	USD		Equity	Gridspertise Srl	100,00%	50,00%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2,00	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Siviglia	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Endesa Generación II SAU	100,00%	70,12%
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARLAU Sig.ra Riveros Perez Paula Cristina	99,00% 1,00%	99,00%
GulfStar Power LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hansborough Valley Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SLU	Barcellona	ES	126.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,12%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.890.736,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75,00%	52,59%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	41,94%	79,55%
							Enel Argentina SA	54,76%	
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000,00	USD		Equity	Enel Green Power Chile SA	50,00%	32,46%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100,00	USD		Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Noon Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Hope Creek LLC	Crestview	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shangai	CN	12.668.015,70	CNY		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943,00	EUR		-	Enel X Way Srl	12,50%	12,50%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000,00	USD		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
ICE Tudela SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,12%	3,59%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
IFX Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS		-	IFX/Eni - SPC V Inc.	99,85%	19,50%
							Minority Stock Holding Corp.	0,15%	
IFX Networks Colombia SAS	Bogotà	CO	18.951.211.000,00	COP		-	IFX Networks Panama SA	48,43%	19,50%
							IFX/Eni - SPC III Inc.	34,60%	
							Livister Latam SLU	16,97%	
IFX Networks LLC	Wilmington	US	80.848.653,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
IFX Networks Ltd	Tortola	VG	50.001,00	USD		-	IFX Networks LLC	100,00%	19,50%
IFX Networks Panama SA	Panama City	PA	26.460,00	USD		-	IFX/Eni - SPC Panama Inc.	79,37%	19,50%
							Livister Latam SLU	20,63%	
IFX/Eni - SPC III Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IFX/Eni - SPC IV Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IFX/Eni - SPC Panama Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IFX/Eni - SPC V Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
IIK Energía de Dzemul SA de Cv	Città del Messico	MX	6.479.172,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00%	
IIK Energía de Telchac SA de Cv	Città del Messico	MX	-	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00%	
Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL	Madrid	ES	3.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	41,14%	28,85%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50,00%	70,12%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50,00%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,80%	21,60%
Infraestructuras San Serván Set 400 SL	Madrid	ES	90.000,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	6,41%	13,48%
							Baylio Solar SLU	6,41%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,41%	
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Inspectores y Consultores Ibercal SLU	Vizcaya	ES	3.100,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Instalaciones San Serván II 400 SL	Madrid	ES	11.026,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	7,94%	16,69%
							Baylio Solar SLU	7,94%	
							Furatena Solar 1 SLU	7,94%	
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	828.941.660,00	ARS		AFS	Enel Américas SA	57,14%	47,01%
Ipsomata DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	5.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,02%	0,02%
Iris Bloom Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Belt Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Bull Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	16.474.475,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	4.107.097,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo (TE)	IT	100,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Juniper Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	12.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	18.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khidrat Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	78.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	1,00%	
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	MX	2.933.340,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Kokkinari DPGU Private Company	Heraklion, Creta	GR	15.000,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,01%	0,01%
Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şírketí	Istanbul	TR	14.537.500,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Koporie WPS LLC	Regione di Leningrado	RU	21.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000,00	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Koukos Energy Private Company	Atene	GR	4.002,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	0,05%	0,05%
Kromschroeder SA	Barcellona	ES	627.126,00	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SLU	29,26%	20,52%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Land Run Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Land Run Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Energías Renovables SAS	Bogotà	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotà	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.)	Tripoli	LY	1.350.000,00	EUR		-	EnelPower Srl	0,33%	0,33%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Livister Chile SpA	Santiago del Cile	CL	11.843.107.407,00	CLP		-	Livister Latam SLU	100,00%	19,50%
Livister Latam SLU	Madrid	ES	2.442.066,00	EUR		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	PA	10.020,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,20%	47,19%
							Enel Panamá CAM Srl	99,80%	
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Equity	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	35,29%	24,74%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	4.062.085,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Jaboatão Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.114.200,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Malaspina Energy Scarl in liquidazione	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	100,00%	100,00%
Mansar Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Maple Run Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.872.926,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
MC Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	ES	60.100,00	EUR		-	Tecnatom SA	50,00%	15,78%
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.728.901,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,36%
							Energía Eólica Ábrego SLU	7,98%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9,31%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9,31%	
							Energía y Naturaleza SLU	4,79%	
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Saragozza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	VG	100,00	USD		-	IFX Networks Ltd	100,00%	19,50%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
MO Land Holdings 1358 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Moebius Tecnologia em Informatica SA	Rio de Janeiro	BR	150.000,00	BRL		-	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	100,00%	19,50%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	20,58%	14,43%
Montrose Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mooney Group SpA	Milano	IT	10.050.000,00	EUR		Equity	Enel X Srl	50,00%	50,00%
Mooney SpA	Milano	IT	87.833.331,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Mooney Servizi SpA	Milano	IT	8.549.999,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mount Pleasant Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mule Bit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000,00	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco SARLAU	50,00%	50,00%
Negocios y Telefonía NEDETEL SA	Guayaquil	EC	4.773.525,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	70,00%	13,65%
Net Botanic Internet Inteligente SA	Rio de Janeiro	BR	450.000,00	BRL		-	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	100,00%	19,50%
Netra Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10,00	ZMW		AFS	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northumberland Solar Project I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Novolitio Recuperación de Baterías SL	Ponferrada	ES	180.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,55%
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.028,73	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
NYC Storage (353 Chester) SPE LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	SK	33.193,92	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa Generación Portugal SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Oravita Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	10,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ossining Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí	Istanbul	TR	2.925.900,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE in liquidazione	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Painted Rose Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	1.413.533.480,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	931.692.540,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50%	
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	1.489.508.400,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,50%	
Parque Eólico A Capelada SLU	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,18%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	MX	-	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	25,50%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	25,00%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,59%
							Parque Eólico de Barbanza SA	0,00%	
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,50%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,67%	46,51%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1,00%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,11%
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,94%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364,00	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,67%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000,00	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina SA	95,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	5,00%	
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	MX	306.024.631,13	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.170,93	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	60,91%	78,64%
							Enel Green Power SpA	39,09%	
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	IT	2.065.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
PayTipper Network Srl	Cascina	IT	40.000,00	EUR		Equity	PayTipper SpA	100,00%	50,00%
PayTipper SpA	Milano	IT	3.000.000,00	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100,00%	50,00%
PDP Technologies Ltd	Israel	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Grids Srl	5,72%	5,72%
Pearl Star Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Pebble Stream Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,06%
							Endesa Generación SAU	49,98%	
PH Chucas SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integrale	Enel Colombia SA ESP	24,69%	30,67%
							Enel Costa Rica CAM SA	40,31%	
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	33,44%	18,92%
							Globyte SA	66,54%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	34,32%	19,29%
							Globyte SA	65,66%	
Piebald Hill Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pike Den Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	51,00%	51,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Potoc Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Bologna	IT	4.000.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	10,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Productora de Energías SA	Barcellona	ES	60.101,22	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,04%
Productora Eléctrica Urgellenca SA	Lérida	ES	8.400.000,00	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Progreso Solar 20 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100,00%	47,19%
Promociones Energéticas del Bierzo SLU	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	24,75%	26,08%
							Renovables La Pedrera SLU	6,75%	
							Renovables Mediavilla SLU	5,69%	
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.708.835,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Prowind Windfarm Bogdanesti Srl	Bucarest	RO	118.460.800,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Deleni Srl	Bucarest	RO	202.009.300,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Ivesti Srl	Bucarest	RO	720.455.300,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Viisoara Srl	Bucarest	RO	142.540.400,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Energía y Servicios South America SpA	0,10%	
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.740,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	13.766.118,96	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%
RE Arroyo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest SRO	Trnava	SK	66.389,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000,00	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	50,00%	35,06%
Red Cardinal Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	PA	2.700.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Stag Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.395.000,00	HNL		-	Livister Latam SLU	95,00%	18,53%
Regal Rising Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Ren Wave Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	6,24%	44,98%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	6,24%	
							Emintegral Cycle SLU	16,99%	
							Enel Green Power España SLU	22,20%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,24%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	6,24%	
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	27,86%	30,84%
							Stonewood Desarrollos SLU	16,12%	
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Ribina Renovables 400 SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	39,24%	27,51%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	51,00%	51,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar oldings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Roadrunner Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	US	1,00	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Prairie Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1,00	USD		Equity	Enel Kansas LLC	10,00%	10,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	10,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	RU	18.000.000,00	RUB		Equity	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	RU	4.600.000,00	RUB		Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000,00	PLN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		-	IFX Networks LLC	100,00%	19,50%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	29,66%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.185,98	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,75%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	ES	207.340,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seccionadora Almodóvar Renovables SL	Malaga	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	37,50%	26,29%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Set Carmona 400 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	16,00%	11,22%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy PPA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Shark Power REN 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 7 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 8 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power REN 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,12%
Shark Power SLU	Siviglia	ES	143.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Shepherd Pass Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	340.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820,00	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Silverware Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
SL Energy SAC	Lima	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	99,90%	82,27%
							Enel Perú SAC	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby SRO	Bratislava	SK	4.505.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.724,66	EUR		Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	CZ	295.819,00	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Snowy Knoll Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032,25	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	CL	5.738.046.495,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.590,78	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048,42	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SAU	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotà	CO	89.714.600,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	94,94%	47,17%
							Enel X Colombia SAS ESP	5,05%	
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	49,84%	34,95%
Solas Electricity Srl	Bucarest	RO	17.740.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketí	Istanbul	TR	50.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketí	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Wind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Southwestern Rays Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Square Dance Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sreeja Infrastructure Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Stable Brook Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Star Catcher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Star Energy Single Member P.C.	Maroussi	GR	28.010,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Station Tales Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000,00	INR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.348,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55,21% 40,16%	95,37%
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Stonewood Desarrollos SLU	Madrid	ES	4.053.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Storey Plains Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stormy Hills Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Strinestown Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suave Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	1.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,10%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,90%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power Unipessoal Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,12%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sun4 Koryta Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750,00	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
Sun4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750,00	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Swather Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
TAE Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936,00	USD		-	Enel Produzione SpA	1,12%	1,12%
							TAE Technologies Inc.	0,00%	
Tasseling Jewel Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Tecnatom do Brasil Enghenaria e Serviços Ltda	Rio de Janeiro	BR	1.600.000,00	BRL		Equity	Tecnatom SA	90,00%	28,40%
Tecnatom France SAS	Saint Loup de Varennes	FR	1.888.870,38	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tecnatom México SA de Cv	Veracruz	MX	6.000.000,00	MXN		Equity	Inspectores y Consultores Ibercal SLU	0,17%	31,56%
							Tecnatom SA	99,83%	
Tecnatom Servicios Técnicos y Consultoría SLU	Sebastián de los Reyes	ES	3.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom UK Ltd	Londra	GB	1,00	GBP		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom USA Corporation	Wilmington	US	3.000,00	USD		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,56%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,56%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	75,00%	35,38%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	43,75%	30,68%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576,00	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	32,89%	32,90%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colleferro SpA	Bologna	IT	6.100.000,00	EUR		Equity	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,42%	4,22%
							Enel Generación Costanera SA	1,68%	
							Enel Generación El Chocón SA	5,60%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,47%	4,71%
							Enel Generación Costanera SA	1,89%	
							Enel Generación El Chocón SA	6,23%	
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	11,66%	20,73%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	8,83%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	9,08%	
Texas Sage Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	200.000,00	INR		Equity	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	51,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Thunderegg Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tieton Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toplet Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Topwind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trading Post Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trail Ride Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transformadora Almodóvar Renovables SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	60,53%	42,44%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Guatemala SA	0,00%	
							Generadora Montecristo SA	0,00%	
Transportadora de Energía SA - TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	60,15%	
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Girona	ES	72.121,45	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SLU	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	24,89%
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	17,77%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tula WPS LLC	Tula	RU	-	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tumbleweed Flat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	96.300.000,00	INR		Integrale	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
TWE ROT DA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		-	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,95% 0,05%	19,50%
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	120.784.639,00	BRL		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 100,00%	19,50%
Ufinet Brasil SA	Barueri	BR	51.766.147,00	BRL		-	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	80,00%	15,60%
Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	Santo André	BR	120.784.638,00	BRL		-	Ufinet Brasil Participações Ltda	100,00%	19,50%
Ufinet Chile SpA	Santiago del Cile	CL	233.750.000,00	CLP		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Colombia Participaciones SAS	Bogotà	CO	10.001.001.000,00	COP		-	Ufinet Colombia SA	100,00%	17,55%
Ufinet Colombia SA	Bogotà	CO	1.180.000.000,00	COP		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Honduras SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,00% 0,00% 90,00% 0,00%	17,55%
Ufinet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	EC	9.865.110,00	USD		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 71,97%	14,04%
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	19,50%
Ufinet FTTH Guatemala Ltda	Città del Guatemala	GT	7.007.000,00	GTQ		-	Ufinet Latam SLU	51,00%	9,94%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ufinet Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ		-	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	19,50%
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL		-	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	19,50%
Ufinet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR		-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Ufinet México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	7.635.430,00	MXN		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	1,31% 98,69%	19,50%
Ufinet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,50% 99,00% 0,50%	19,50%
Ufinet Panamá SA	Panama City	PA	1.275.000,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG		-	Ufinet Latam SLU	75,00%	14,63%
Ufinet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN		-	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	100,00% 0,00%	19,50%
Ufinet US LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,12%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda	Rio de Janeiro	BR	748.697,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Rio de Janeiro	BR	805.024,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
USME ZE SAS	Bogotà	CO	104.872.000,00	COP		AFS	Bogotá ZE SAS	100,00%	47,18%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK		-	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şirketí	Istanbul	TR	3.500.000,00	TRY		AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.572.010,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Mário Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.492.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	205.316.027,15	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,98%
Viva Labs AS	Oslo	NO	1.047.249,00	NOK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Walking Horse Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Waypost Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Wespire Inc.	Boston	US	1.625.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	US	99,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Ox Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Run LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Battery Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wildflower Flats Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Energy Green Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490,00	EUR		Discontinued operation	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Windbreaker Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
WKN Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,12%
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000,00	ARS		Equity	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almería	ES	234.394,72	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,05%
Yellow Rose Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Yorktown Energy Storage 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	LU	76.180.812,49	EUR		-	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa LLC	Wilmington	US	100,00	USD		-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	LU	82.866.475,04	USD		-	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	LU	29.970.000,00	EUR		-	Enel X International Srl	19,50%	19,50%
Zephir 3 Constanta Srl	Bucarest	RO	1.031.260,00	RON		Discontinued operation	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%



Concept design e realizzazione
Gpt Group

Revisione testi
postScriptum di **Paola Urbani**

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Enel

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032 Partita IVA 15844561009

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137



enel.com