

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA 2020

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

BRIGHTER

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA 2020

ENEL IS OPEN POWER

VISIONE

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

PURPOSE

POSIZIONAMENTO

Open Power

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.

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.

Open power for a brighter future.

We empower sustainable progress.

VALORI

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione



Michele Crisostomo

Presidente





Francesco Starace

Amministratore Delegato
e Direttore Generale



Lettera agli azionisti e agli stakeholder

Cari azionisti, cari stakeholder,

il nostro modello di business, sostenibile e pienamente integrato, ci ha permesso di massimizzare il valore condiviso con tutti i nostri stakeholder anche nel corso di un anno caratterizzato dalla recessione globale causata dalla pandemia di COVID-19, confermando il nostro ruolo guida nella transizione energetica.

Siamo il più grande operatore privato nelle energie rinnovabili al mondo, con 49 GW di capacità gestita, e la più grande società privata di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con 74 milioni di utenti finali allacciati alle reti più avanzate al mondo nel grado di digitalizzazione. Gestiamo la più estesa customer base al mondo tra le società private con circa 70 milioni di clienti.

UTENTI FINALI
74
milioni

CAPACITÀ RINNOVABILE GESTITA
49
GW

La nostra strategia di basare tutta la nostra attività sulle piattaforme digitali, insieme alla leadership industriale, ci consente di cogliere in maniera ottimale le opportunità derivanti dalla transizione energetica in atto in tutto il mondo.

Le solide performance economiche e in termini di sostenibilità che sono state espresse con continuità negli ultimi anni rafforzano la fiducia del mercato nei nostri confronti. Lo dimostra l'incremento di valore del 17% che il titolo Enel ha registrato nel corso dell'anno, sovraperformando sia l'indice settoriale (EURO STOXX Utilities: +10%) sia quello italiano (FTSE-MIB: -5%).

La leadership di Enel nella sostenibilità è riconosciuta a livello mondiale anche dalla presenza del Gruppo in diversi importanti rating, indici e ranking di sostenibilità, tra cui: il rating "AAA" di MSCI e gli indici MSCI ESG Leaders; gli indici di sostenibilità del Dow Jones, World e Europe; la classifica del CDP Climate "A" List; il rating di Vigeo Eiris, in cui il Gruppo ha raggiunto la prima posizione tra tutti i settori, e l'indice Euronext Vigeo Eiris 120; il rating ESG di Refinitiv e l'indice di FTSE4Good, in entrambi come leader del settore. Inoltre, Enel è presente nei tre principali indici che monitorano la performance aziendale sulla diversità di genere: Bloomberg Gender Equality Index, Refinitiv Top 100 Diversity and Inclusion Index, Equileap Gender Equality Top 100 ranking.

Nel 2020 ci siamo confermati la prima utility europea per capitalizzazione di mercato e la seconda al mondo.

Il contesto economico mondiale

Il contesto economico mondiale nel 2020 è stato caratterizzato da una recessione senza precedenti, causata dalla pandemia di COVID-19. La crisi sanitaria e le restrizioni che ne sono derivate hanno avuto un impatto negativo su domanda e offerta, portando a una contrazione del PIL mondiale stimata intorno al 3,7% nel 2020.

Le ondate di contagi hanno avuto un forte impatto sull'Eurozona, che ha visto una caduta del PIL nell'anno stimata del 6,8%, e sugli Stati Uniti, dove la contrazione del PIL è stata del 3,5%.

In risposta a tale recessione, la Banca Centrale Europea ha perseguito una politica monetaria espansiva, mantenendo i principali tassi di interesse ai livelli minimi mediante programmi di acquisto di titoli di debito per l'emergenza pandemica. Dal canto suo, la Commissione Europea ha stanziato, tramite il "Next Generation EU", risorse per 750 miliardi di euro, suddivisi in prestiti e sussidi, ai Paesi membri.

Anche il Governo degli Stati Uniti ha promosso importanti politiche fiscali espansive a supporto delle famiglie e delle aziende e la Fed ha implementato un programma di acquisto di titoli di debito, pubblico e privato, illimitato.

In America Latina, l'andamento economico è stato fortemente influenzato della crisi pandemica e dalle conseguenti risposte dei singoli Paesi, che hanno delineato un quadro eterogeneo, esacerbando, in taluni casi, problemi strutturali pregressi. L'economia cilena è stata tra le più resilienti grazie al suo ampio grado di apertura, con le esportazioni trainate dalla ripresa cinese (PIL -6,1%), mentre in Brasile l'attività economica nel 2020 è stata supportata da un ampio programma di stimoli fiscali a sostegno delle famiglie (PIL -4,4%).

Nel corso del 2020 il mercato petrolifero è stato caratterizzato da forti movimenti in entrambe le direzioni, con prezzi del petrolio depressi durante il primo trimestre, a causa di una domanda debole, e in deciso rialzo nella seconda parte dell'anno grazie alla riapertura delle principali economie mondiali.

Anche il mercato del gas si è contraddistinto per una forte volatilità nel corso del 2020. Durante il primo semestre i riferimenti di tutti i principali hub europei hanno subíto una contrazione di quasi il 50% rispetto allo stesso periodo del 2019, mentre i prezzi dell'ultimo trimestre si sono riportati in linea con le medie del 2019.

Il prezzo della CO_2 ha dimostrato ottime doti di resilienza. Le recenti conferme da parte della Commissione Europea circa il ruolo centrale dell'ETS nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e neutralità climatica sostengono il mercato, lasciando i prezzi su un percorso di graduale crescita verso l'equilibrio di lungo termine.

I risultati economici

I risultati economici conseguiti nel 2020, frutto anche del nostro modello di business fondato sul ruolo centrale della digitalizzazione e delle piattaforme, strumenti fondamentali nell'affrontare l'emergenza pandemica, evidenziano la resilienza del Gruppo da un punto di vista sia operativo sia finanziario. Nonostante la crisi economica, il Gruppo ha proseguito il proprio percorso di crescita continuando a generare valore.

In particolare, l'esercizio 2020 si è chiuso con un EBITDA ordinario pari a 17,9 miliardi di euro, in linea con i risultati dello scorso anno. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, ha raggiunto i 5,2 miliardi di euro, in crescita del 9% rispetto all'anno precedente. Il dividendo per il 2020 ammonta a circa 36 centesimi di euro per azione, in aumento dell'8% rispetto al 2019. Il rapporto FFO su debito netto, indice del livello di solidità finanziaria, ha raggiunto a fine anno il 25%. Il debito netto è pari a 45,4 miliardi di euro, inferiore alle previsioni precedentemente fornite al mercato.

Principali avvenimenti

Come nei precedenti anni, anche nel 2020 Enel ha raggiunto un nuovo record in termini di capacità di generazione da fonti rinnovabili, realizzando a livello globale 3.106 MW di nuova capacità rinnovabile, e ha nel contempo accresciuto la propria pipeline di progetti futuri in campo rinnovabile raggiungendo a fine anno i 180 GW in tutto il mondo.

La capacità installata consolidata rinnovabile ha raggiunto i 45 GW confermandosi maggiore di quella termoelettrica, in calo a circa 36 GW (-3,3 GW rispetto al 2019). Inoltre, il 2020 è stato il primo anno in cui, oltre alla capacità, anche la generazione rinnovabile del nostro perimetro consolidato, con 105,4 TWh, ha sorpassato quella termoelettrica. Si tratta di un passo importante nel cammino del Gruppo verso una matrice energetica più pulita e sostenibile e un'accelerazione del percorso di decarbonizzazione testimoniata anche dalla rapida riduzione delle emissioni specifiche di CO_2, attestatesi a 214 gCO_{2eq}/kWh, in decremento del 28% rispetto al valore del 2019.

Grazie agli investimenti sulle reti e al contestuale impulso sulla digitalizzazione di sistemi e processi, abbiamo continuato a migliorare la qualità del servizio offerto ai nostri clienti, riducendo del 12% la durata media delle interruzioni per ciascun cliente rispetto all'anno precedente, registrando un SAIDI globale pari a 258,9 minuti. Inoltre, con il progetto Grid Blue Sky, stiamo revisionando completamente il modello operativo delle reti di distribuzione. L'obiettivo è di realizzare, entro il 2022, un'unica piattaforma operativa globale, che abiliti una gestione integrata efficiente delle nostre reti in tutte le geografie in cui operiamo e che supporti lo sviluppo sostenibile del portafoglio di asset, al fine di massimizzarne il valore. I benefici associati al progetto sono molteplici. Tra questi l'aumento del valore dell'offerta per i clienti, l'implementazione rapida di soluzioni innovative, l'incremento di efficienza dei nostri processi e la creazione di valore condiviso nei contesti in cui operiamo.

Nel corso del 2020 è proseguito lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubbliche e private per veicoli elettrici e, anche grazie agli accordi di interoperabilità, abbiamo superato i 185.000 punti di ricarica nel mondo. Il Gruppo ha inoltre supportato l'elettrificazione del trasporto pubblico grazie alla fornitura di stazioni di ricarica per bus elettrici ed Enel X chiude il 2020 con oltre 900 bus elettrici gestiti globalmente. Ci confermiamo inoltre leader anche per il numero di punti luce gestiti, a quota 2,8 milioni a livello mondiale. Abbiamo anche confermato la nostra capacità di assistere i clienti industriali nell'utilizzare l'energia in modo più efficiente, portando a 6,0 GW i servizi di gestione attiva della domanda e a 123 MW il totale delle batterie installate presso di essi o direttamente connesse alle reti di distribuzione e trasmissione.

In tema di trasformazione digitale, la decisione di migrare il 100% delle applicazioni sul cloud ha consentito a Enel di garantire la continuità di erogazione di servizi essenziali anche durante la pandemia. La digitalizzazione degli impianti e delle reti ha abilitato la gestione operativa da remoto riducendo in modo significativo il numero di interventi sul campo. Il completo passaggio sul cloud ha inoltre facilitato l'adozione delle misure di smart working continuativo per tutti i colleghi con attività gestibili in remoto. Tra aprile e dicembre 2020 circa il 53% dei colleghi ha lavorato in smart working, supportati dalla robustezza e resilienza delle infrastrutture digitali del Gruppo e dalle potenziate dotazioni informatiche messe a disposizione rapidamente ai colleghi che ne erano sprovvisti, in modo da abilitare in modo massivo il lavoro da casa.

Nell'ambito delle operazioni straordinarie, a dicembre 2020 l'Assemblea straordinaria degli azionisti di Enel Américas ha deliberato la fusione per incorporazione di EGP Américas in Enel Américas, nonché la rimozione dei limiti statutari che attualmente non permettono a un singolo azionista di possedere oltre il 65% delle azioni con diritto di voto. Nel 2020 Enel Green Power North America ha chiuso, come parte della ristrutturazione della joint venture con General Electric, la vendita di 255 MW di capacità idroelettrica e di 27 MW di capacità eolica in Canada e di 25 MW di capacità idroelettrica negli Stati Uniti.

Dal punto di vista finanziario si registra l'emissione, in data 1° settembre 2020, di un'obbligazione ibrida perpetua equity-accounted per un importo di 600 milioni di euro, la prima di questo genere per un gruppo industriale italiano. Contestualmente, Enel ha inoltre lanciato un'offerta pubblica di acquisto volontaria sulle obbligazioni ibride con scadenza 2076 e nozionale di 250 milioni di sterline. A ottobre, dopo l'emissione nel 2019 delle prime obbligazioni al mondo general purpose legate agli Obiettivi di Sviluppo Soste-

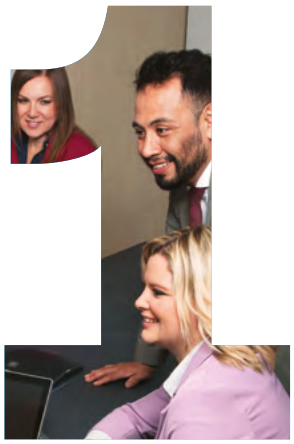
nibile (SDG) delle Nazioni Unite, Enel ha lanciato con successo un "Sustainability-Linked Bond" da 500 milioni di sterline, primo nel suo genere in tale valuta. L'emissione è legata al conseguimento dell'obiettivo relativo alla percentuale di capacità installata consolidata da fonti rinnovabili, in linea con l'impegno a raggiungere gli SDG delle Nazioni Unite. Grazie al successo riscosso sul mercato, Enel ha ottenuto un vantaggio economico di circa 15 punti base rispetto agli strumenti finanziari di uguali caratteristiche, ma non legati al perseguimento degli SDG.

Strategia e previsioni per il 2021-2023

La transizione energetica, spinta dalla lotta al cambiamento climatico e agevolata dai processi di decarbonizzazione, elettrificazione dei consumi e digitalizzazione, sta rivoluzionando non solo il settore energetico ma tutti gli ambiti economici, in un mondo in cui il ruolo dell'energia elettrica sarà sempre più rilevante.
In tale contesto, diventa fondamentale estendere l'orizzonte temporale della visione strategica al medio e lungo termine. Guidato da questa intuizione, il Gruppo, a novembre 2020, ha presentato il nuovo Piano Strategico con una visione che arriva al 2030, mettendo al centro della strategia l'accelerazione della transizione energetica, che, nel consentire una crescita sostenibile e remunerativa, offre la prospettiva concreta di generare, al contempo, un significativo valore condiviso per tutti gli stakeholder e un adeguato rendimento per gli azionisti.
Con il nuovo Piano Strategico, il Gruppo ha indicato la direzione per i prossimi dieci anni, mobilitando circa 190 miliardi di euro tra investimenti diretti e di terze parti, al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati in un decennio che si preannuncia ricco di opportunità, da cogliere mediante due modelli di business complementari: il modello tradizionale di Ownership, basato su investimenti diretti a supporto dello sviluppo sostenibile di lungo termine, in cui le piattaforme contribuiscono alla crescita del business e alla massimizzazione del valore; e un nuovo modello di Stewardship, in cui l'utilizzo delle piattaforme abilita nuovi servizi, prodotti e know-how catalizzando investimenti di terzi.
Il Piano Strategico 2021-2023 si pone idealmente come primo passo di un percorso di crescita che abbraccia tutto il prossimo decennio. Le ambizioni del Gruppo si riflettono in un deciso incremento degli investimenti, sia diretti sia indiretti, mirati a consentire l'accelerazione dei trend di decarbonizzazione ed elettrificazione.
Nel periodo 2021-2023 il Gruppo prevede di investire direttamente circa 40 miliardi di euro, di cui 38 miliardi di euro attraverso il modello di Ownership, prevalentemente nella crescita e sul miglioramento delle reti e sullo sviluppo delle rinnovabili, e circa 2 miliardi di euro tramite quello di Stewardship, mobilitando al contempo 8 miliardi di euro di terze parti.
Tali investimenti permetteranno al Gruppo di incrementare la capacità rinnovabile gestita da circa 49 GW nel 2020 a circa 68 GW a fine 2023, arrivando ad avere, a fine 2023, circa il 70% di capacità associata a fonti rinnovabili.
Nelle reti di distribuzione, il Gruppo prevede di investire sul miglioramento della qualità del servizio e della resilienza delle reti, su nuove connessioni e digitalizzazione. L'accelerazione degli investimenti porterà a una crescita della Regulated Asset Base (RAB) di Gruppo del 14%, che raggiungerà circa 48 miliardi di euro nel 2023.
La parte rimanente degli investimenti previsti dal Piano sarà destinata ai business del retail e a Enel X, per supportare l'elettrificazione dei consumi tramite l'offerta di nuovi servizi "beyond commodity" attraverso piattaforme, generando un aumento del valore dei clienti B2C e B2B pari rispettivamente al 30% e al 45% e supportando il processo di decarbonizzazione delle città. A supporto di questi obiettivi, al 2023 si raggiungeranno circa 780.000 punti di ricarica, 10,6 GW di gestione attiva della domanda e 5.500 bus elettrici gestiti globalmente.
Circa il 90% degli investimenti 2021-2023 su base consolidata risulta in linea con gli SDG delle Nazioni Unite e si stima che tali investimenti saranno allineati ai criteri della tassonomia europea in una percentuale compresa tra l'80% e il 90%, visto il loro sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.
Questo testimonia come lo sviluppo sostenibile costituisca la base intrinseca della nostra strategia, contribuendo a orientare ogni nostra azione verso scelte e direzioni sempre più sostenibili e conseguentemente meno rischiose.
La strategia del Gruppo è allineata a un obiettivo di riduzione delle emissioni dirette di CO_2 a 82 gCO_{2eq}/kWh entro il 2030, -80% rispetto al 2017 secondo uno scenario che limiti il riscaldamento globale a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi), e alla neutralità in termini di emissioni entro il 2050.
Quanto ai risultati, il Gruppo prevede che, nel 2023, l'EBITDA ordinario raggiunga un valore compreso tra i 20,7 e i 21,3 miliardi di euro, con un CAGR del 5%-6% rispetto ai risultati conseguiti nel 2020. Al contempo, si prevede che l'utile netto ordinario si collochi tra i 6,5 e i 6,7 miliardi di euro, con un CAGR tra l'8% e il 9%. La intrinseca sostenibilità del nostro business model, unita alla determinazione nel conseguire gli obiettivi strategici, ha consentito a Enel di definire un dividendo per azione fisso garantito crescente nel periodo di Piano, che raggiungerà 0,43 euro per azione nel 2023.

LETTERA AGLI AZIONISTI E AGLI STAKEHOLDER 4

BASIS OF PRESENTATION 10







GRUPPO ENEL

Highlights 18

World Economic Forum (WEF) 22

Il processo di creazione del valore e il modello di business 24

Tassonomia dell'Unione Europea 28

Localizzazione geografica di Enel 30

GOVERNANCE

Gli azionisti di Enel 34

Organi sociali 35

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 36

Modello organizzativo di Enel 42

Il sistema di incentivazione 44

Valori e pilastri dell'etica aziendale 45

STRATEGY & RISK MANAGEMENT

La strategia del Gruppo 50

Scenario di riferimento 62

> Il contesto macroeconomico 62

> Il settore dell'energia 64

> Cambiamento climatico e scenari di lungo termine 67

> Valutazione dei rischi e delle opportunità legati al Piano Strategico 76

Risk management 77

Per facilitare la navigazione il documento è dotato di link ipertestuali.

Vai a...
- Conto economico
- Stato patrimoniale
- Rendiconto finanziario
- Prospetto delle variazioni del patrimonio netto
- Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio







PERFORMANCE & METRICS

Definizione degli indicatori di performance **108**

Risultati del Gruppo **110**

Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder **128**

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo **129**

Risultati economici per Linea di Business **136**

Il titolo Enel **173**

Innovazione e digitalizzazione **176**

Centralità delle persone **178**

Fatti di rilievo del 2020 **189**

Aspetti normativi e tariffari **199**

OUTLOOK

Prevedibile evoluzione della gestione **216**

BILANCIO CONSOLIDATO

BILANCIO CONSOLIDATO

Prospetti contabili consolidati **224**

Note di commento **231**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto **400**

Relazioni **401**

Relazione del Collegio Sindacale **401**

Relazione della Società di revisione **417**

Allegati **424**

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2020 **424**

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 racchiuso nell'equazione "sostenibilità = valore", 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 degli 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, 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 degli 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

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

BILANCIO DI SOSTENIBILITÀ

Include la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario redatta ai sensi del D.Lgs. 254/16 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 FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA INTEGRATA



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

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

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 non finanziari secondo un'analisi di materialità effettuata in linea con i requisiti previsti dal Practice Statement 2 "Making Materiality Judgements", emesso dall'International Accounting Standards Board (IASB) con specifiche considerazioni inerenti agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) diffusi a livello internazionale dalle Nazioni Unite, inclusi nel Piano Strategico di Gruppo (ossia, Affordable and Clean Energy (SDG 7); Industry, Innovation and Infrastructure (SDG 9), Sustainable Cities and Communities (SDG 11), Climate Action (SDG 13)) e sulle attività poste in essere per contribuire al relativo raggiungimento, per soddisfare le aspettative dei principali stakehoder della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata integrata.

Il Gruppo Enel conduce, inoltre, l'analisi delle priorità (c.d. "materiality analysis") in coerenza con quanto riportato nel Bilancio di Sostenibilità.

Nell'ambito dell'analisi vengono identificati i principali stakeholder, valutati sulla base della loro rilevanza per il Gruppo, i quali attribuiscono le priorità ai temi di business e governance, temi sociali e temi ambientali. Le priorità così definite da parte degli stakeholder vengono poi confrontate con quelle del Gruppo e con la strategia industriale. La vista congiunta delle due prospettive consente di identificare i temi di maggiore rilevanza sia per il Gruppo sia per gli stakeholder (temi materiali), e di verificarne l'"allineamento" o il "disallineamento" tra aspettative esterne e rilevanza interna. Il risultato di tale analisi viene rappresentato nella matrice delle priorità (o matrice di materialità) del Gruppo la quale, restituendo una vista comprensiva di tutti gli stakeholder, fornisce una completa disclosure di sostenibilità che integra anche gli impatti positivi e negativi sulla società, sull'ambiente e sull'economia, e dunque il contributo del Gruppo allo sviluppo sostenibile, come rappresentato nel Bilancio di Sostenibilità.

A fini della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata integrata sono stati individuati i temi che hanno un impatto diretto sulla creazione di valore d'impresa applicando il filtro ai cosiddetti "primary users", corrispondenti allo stakeholder "comunità finanziaria"(1). Da tale analisi sono emersi i seguenti tre temi prioritari:

> ecosistemi e piattaforme;
> governance solida e condotta trasparente;
> decarbonizzazione del mix energetico.

Oltre al concetto di rilevanza, le informazioni qualitative e quantitative sia finanziarie sia non finanziarie 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, se non diversamente indicato.

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 non finanziarie 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 ("Electric Utilities Sector Disclosures") di riferimento. Inoltre, sono presi in considerazione gli indicatori proposti dal "Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del World Economic Forum (WEF) e le indicazioni della Task

(1) Include: istituzioni finanziarie e relativi organi di governo; investitori; agenzie di rating e analisti finanziari.

Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), il cui dettaglio è evidenziato nel successivo paragrafo denominato "WEF" e ripresi nel capitolo "Performance & Metrics" del presente documento.

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 (denominata secondo i quattro pillar del TCFD: Governance, Strategy & Risks, Performance & Metrics e Outlook) 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 non finanziarie, per ciascuna delle sopra richiamate quattro sezioni.
Si specifica inoltre che ai fini di una maggiore e più facile accessibilità dell'informazione, la Relazione Finanziaria Annuale Consolidata integrata è stata pubblicata nella sezione "Investitori" del sito internet di Enel (www.enel.com) anche in formato navigabile attraverso specifci hyperlink.

Matrice di connettività

Al fine di rappresentare la connettività delle informazioni, il Gruppo Enel ha predisposto 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 ai quattro obiettivi cardine del Piano Strategico (ossia, SDG 7, SDG 9, SDG 11 e SDG 13);
- la governance, i rischi e le opportunità, le performance e l'outlook per ciascuna Linea di Business.

Matrice di connettività

Enel business	Creazione del valore e modello di business	Governance	Strategy	SDG
Global Power Generation & Global Trading	GENERATION	> IL SISTEMA DI CORPORATE GOVERNANCE E ASSETTO DEI POTERI DI ENEL > MODELLO ORGANIZZATIVO DI ENEL	**DECARBONIZATION** L'impiego di capitali è incentrato sulla decarbonizzazione, attraverso lo sviluppo degli asset di generazione da fonte rinnovabile.	7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO
Mercati finali Enel X	CUSTOMERS		**ELECTRIFICATION** L'evoluzione tecnologica e digitale favoriranno l'elettrificazione dei consumi, nonché lo sviluppo di nuovi servizi per i clienti finali.	7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE 9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE 11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO
Global Infrastructure and Networks	GRIDS		**PLATFORM & DIGITAL** Investimenti nelle infrastrutture abilitanti per lo sviluppo delle reti e l'implementazione di modelli a piattaforma sfruttando al meglio l'evoluzione tecnologica.	9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE 11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI 13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Risk & Opportunities	Performance & Metrics (KPIs)	Outlook (Targets)
Strategici > Evoluzioni legislative e regolatorie > Tendenze macroeconomiche e geopolitiche > Cambiamenti climatici > Panorama competitivo **Finanziari** > Tasso di interesse > Commodity > Tasso di cambio > Credito e Controparte > Liquidità **Tecnologia digitale** > Cyber security > Digitalizzazione, Efficacia IT e Continuità del servizio **Operativi** > Salute e sicurezza > Ambiente > Procurement, logistica e supply chain > Persone e organizzazione **Compliance** > Protezione dei dati	Innovazione e digitalizzazione Centralità delle persone **Enel Green Power** Dati operativi > Produzione netta di energia elettrica > Potenza efficiente netta installata Risultati economici > Ricavi > Margine operativo lordo > Risultato operativo > Investimenti **Generazione Termoelettrica e Trading** Dati operativi > Produzione netta di energia elettrica > Potenza efficiente netta installata Risultati economici > Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare > Ricavi > Margine operativo lordo > Risultato operativo > Investimenti	**2021-2030** Riduzione dell'80% delle emissioni dirette di CO_2 rispetto al 2017 secondo una strategia che risparmierà l'estrazione di circa 200 milioni di barili di petrolio equivalenti. **2021-2023** Più di 19 miliardi di euro saranno dedicati alla Global Power Generation, con circa 17 miliardi di euro destinati all'incremento della capacità da energie rinnovabili, che salirà a 60 GW su base consolidata nel 2023. **2021** Accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, soprattutto in America Latina e Nord America, a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo.
	Innovazione e digitalizzazione Centralità delle persone Dati operativi > Vendite di energia elettrica > Vendite di gas naturale Risultati economici > Ricavi > Margine operativo lordo > Risultato operativo > Investimenti	**2021-2030** Il processo di elettrificazione consentirà ai consumatori di risparmiare il 25% sul totale delle loro bollette e allo stesso tempo di abbattere le loro emissioni prodotte. **2021-2023** Circa 3 miliardi di euro saranno dedicati al business Clienti: si prevede che il customer value del segmento Business to Consumer aumenterà di circa il 30%, a fronte di un aumento del 45% circa di quello del segmento Business to Business, grazie all'eliminazione delle tariffe regolamentate, principalmente in Italia, e al trend di elettrificazione dei consumi energetici che promuoverà i servizi "beyond commodity". **2021** Incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi – soprattutto in Italia – con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di piattaforme globali di business.
	Innovazione e digitalizzazione Centralità delle persone Dati operativi > Demand response > Punti luce > Storage > Punti di ricarica Risultati economici > Ricavi > Margine operativo lordo > Risultato operativo > Investimenti	**2021-2030** Il processo di digitalizzazione e creazione di piattaforme permetterà di offrire un livello di servizio tre volte superiore a quello attuale, con l'indice di durata media delle interruzioni del sistema (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) che scenderà a circa 100 minuti nel 2030. **2021-2023** Più di 16 miliardi di euro saranno dedicati alle Infrastrutture e Reti. Si prevede infatti che l'accelerazione degli investimenti porterà a un incremento della RAB di Gruppo, che raggiungerà 48 miliardi di euro nel 2023. **2021** Crescita degli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità e della resilienza delle reti di distribuzione, specialmente in Italia e America Latina, nonché alla loro ulteriore digitalizzazione.
	Innovazione e digitalizzazione Centralità delle persone 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 (% media) Risultati economici > Ricavi > Margine operativo lordo > Risultato operativo > Investimenti	

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) 7, 9, 11 e 13.

Le metriche del WEF e la tassonomia europea
Un'informativa chiara, trasparente e comparabile attraverso le metriche del WEF e la tassonomia europea. Enel sempre più leader del cambiamento nella realizzazione della transizione energetica.

Sviluppo sostenibile in 5 continenti
Il Gruppo Enel è presente in 47 Paesi con più di 1.000 società.





HIGHLIGHTS

RICAVI

Ricavi del Gruppo

-19,1%

64.985

milioni di euro

80.327 nel 2019

MARGINE OPERATIVO LORDO

-5,0%

16.816

milioni di euro

17.704 nel 2019

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

+0,2%

17.940

milioni di euro

17.905 nel 2019

RISULTATI

Risultato netto del Gruppo

+20,1%

2.610

milioni di euro

2.174 nel 2019

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

+9,0%

5.197

milioni di euro

4.767 nel 2019

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

+0,5%

45.415

milioni di euro

45.175 nel 2019

INVESTIMENTI

Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali

+2,5%

10.197

milioni di euro

9.947 (1) nel 2019

CASH FLOW DA ATTIVITÀ OPERATIVA

+2,3%

11.508

milioni di euro

11.251 nel 2019

PERSONE

Dipendenti del Gruppo

-2,3%

66.717

numero dipendenti

68.253 nel 2019

INFORTUNI "HIGH CONSEQUENCE" ENEL

3

n.

3 nel 2019

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nel 2019.

HIGHLIGHTS DELLE LINEE DI BUSINESS

OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

Global Power Generation

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA TOTALE
-0,4%

84,0
GW
84,3 nel 2019

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA
-9,6%

207,1
TWh
229,1 nel 2019

7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE
+6,9%

45,0
GW(1)
42,1 nel 2019

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SU TOTALE
+7,2%

53,6
%
50,0 nel 2019

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA AGGIUNTIVA RINNOVABILE
-18,7%

2,91
GW(2)
3,58 nel 2019

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE
+6,0%

105,4
TWh
99,4 nel 2019

13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA - SCOPE 1 - SPECIFICHE
-28,2%

214
gCO_{2eq}/kWh
298 nel 2019

(1) Si precisa che la potenza efficiente netta installata rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 48,6 GW al 31 dicembre 2020 e a 45,8 GW al 31 dicembre 2019.
(2) Si precisa che la potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 3,1 GW al 31 dicembre 2020 e 3 GW al 31 dicembre 2019.
(3) I dati del 2019 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.
(4) I dati del 2019 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.
(5) Il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

Global Infrastructure and Networks

UTENTI FINALI
+0,7%

74.303.931
n.[3]
73.811.964 nel 2019

9 IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA
+0,6%
2.231.961
km[3]
2.219.008 nel 2019

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENEL
-4,5%
484,6
TWh[4]
507,7 nel 2019

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI
+1,1%
44.292.794
n.[5] [6]
43.821.596 nel 2019

Retail

ENERGIA VENDUTA DA ENEL
-7,4%
298,2
TWh[7]
322,0 nel 2019

CLIENTI RETAIL
-1,4%
69.517.932
n.[8]
70.471.612 nel 2019

di cui mercato libero
+0,7%
23.164.875
n.[8]
23.013.224 nel 2019

Enel X

11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI

STORAGE
+11,8%
123,0
MW
110,0 nel 2019

PUNTI DI RICARICA
+32,3%
105.237
n.[9]
79.565 nel 2019

DEMAND RESPONSE
-4,1%
6.038
n.
6.297 nel 2019

(6) Di cui smart meter di seconda generazione 18,2 milioni nel 2020 e 13,1 milioni nel 2019.
(7) I volumi contengono anche le vendite ai grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.
(8) Contengono anche i grandi clienti delle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.
(9) Si precisa che i punti di ricarica, inclusivi dei punti di interoperabilità, sono pari a circa 186.000 al 31 dicembre 2020 e a circa 82.000 al 31 dicembre 2019.

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 2020		
Pillar	**Theme**	**21 CORE KPI**	**KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF**	**2020**	**Capitolo/paragrafo 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	paragrafo "Organi sociali" nel capitolo "Governance"
	Stakeholder engagement	Material issues impacting stakeholders			capitolo "Basis of Presentation"
	Ethical behaviour	Anti-corruption	Dipendenti che hanno ricevuto la formazione sulle politiche e procedure anti-corruzione (%)	40,0	paragrafo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
			Violazioni accertate per conflitto d'interesse/ corruzione (n.)	2	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	151	paragrafo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
	Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process			paragrafo "Risk management" nel capitolo "Strategy & Risk Management"
PLANET	Climate change	Greenhouse gas (GHG) emissions	Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 (mln t_{eq})	45,26	paragrafo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (location based) (mln t_{eq})	1,43	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (market based) (mln t_{eq})	2,28	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Perdite della rete di distribuzione (location based) (mln t_{eq})	3,56	
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 (mln t_{eq})	47,70	
		TCFD implementation			capitoli "Governance", "Strategy & Risk Management", "Performance & Metrics" e "Outlook"

			Relazione Finanziaria Annuale Consolidata integrata 2020		
Pillar	**Theme**	**21 CORE KPI**	**KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF**	**2020**	**Capitolo/paragrafo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF**
PLANET	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	N. aree protette	187	paragrafo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nel capitolo "Performance & Metrics"
	Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Prelievo di acqua (mln m^3)	51,5	paragrafo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Prelievo di acqua in zone water stressed (%)	22,9	
			Consumo di acqua totale (mln m^3)	20,4	
			Consumo di acqua in zone water stressed (%)	31,6	
PEOPLE	Dignity and equality	Diversity and inclusion	Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti (%)	21,5	paragrafo "Centralità delle persone" nel capitolo "Performance & Metrics"
		Pay equality	Equal Remuration Ratio (%)	83,3	paragrafo "Centralità delle persone" nel capitolo "Performance & Metrics"
		Wage level	CEO Pay Ratio (%) (1)	146	
		Risk for incidents of child, forces or compulsory labor	Valutazione nella catena della fornitura della tutela del lavoro minorile e del rispetto del divieto del lavoro forzato	-	paragrafo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nel capitolo "Governance"
	Health and well-being	Health and safety	Infortuni mortali - Enel (n.)	1	paragrafo "Centralità delle persone" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Indice di frequenza infortuni mortali - Enel (i.)	0,008	
			Infortuni "High Consequence"- Enel (n.)	3	
			Indice di frequenza infortuni "High Consequence"- Enel (i.)	0,024	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente (h/*pro capite*)	40,90	paragrafo "Centralità delle persone" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Costo per la formazione dei dipendenti (milioni di euro)	19	
PROSPERITY	Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Persone assunte (n.)	3.131	paragrafo "Centralità delle persone" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Tasso di ingresso (%)	4,7	
			Cessazioni (n.)	3.696	
			Turnover (%)	6,0	
		Economic contribution			paragrafo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nel capitolo "Performance & Metrics"
		Financial investment contribution	Totale investimenti (milioni di euro)	10.197	paragrafo "Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo" nel capitolo "Performance & Metrics"
			Acquisto di azioni proprie e dividendi pagati	4.755	Bilancio consolidato
	Innovation in better products and services	Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo (milioni di euro)	111	paragrafo "Innovazione e digitalizzazione" nel capitolo "Performance & Metrics"
	Community and social vitality	Total tax paid	Totale tasse pagate (milioni di euro) (2)	4.245	paragrafo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nel capitolo "Performance & Metrics"

(1) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo (CEO Pay Ratio 143% nel 2019).

(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 2020 e alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

IL PROCESSO DI CREAZIONE DEL VALORE E IL MODELLO DI BUSINESS

Our resources

PROSPERITY

45.415 M€ Indebitamento finanziario netto
42.357 M€ Patrimonio netto del Gruppo
10.197 M€ Investimenti
78.718 M€ Immobili, impianti e macchinari
84,0 GW Potenza efficiente netta installata
45,0 GW Potenza efficiente netta installata rinnovabile
2,2 M km Rete di distribuzione elettrica
44,3 M Utenti finali con smart meter attivi
74,3 M Utenti finali
69,5 M Clienti retail
23,2 M Clienti retail, mercato libero
105,2 k Punti di ricarica
17.668 M€ Attività immateriali
13.264 M€ Concessioni

PEOPLE

66.717 Dipendenti Enel
21,5% Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti
3.825 Donne in posizioni manageriali

PLANET

22,9% Prelievo di acqua in zone water stressed

Context: Opportunity and Threats

Circular Cities | Peer2Peer | Innovate to Zero | Freemium Business Model | Autonomous World | Zero Latency (5G) | Turmoil of Competition

Enel is Open Power

PRINCIPLES OF GOVERNANCE

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.

How we do

GOVERNANCE > **STRATEGY & RISK MANAGEMENT** >

What we do

Business strategy
Direction, Ambition

GENERATION

GRIDS

CUSTOMERS

CREAZIONE DI VALORE SOSTENIBILE NEL LUNGO PERIODO

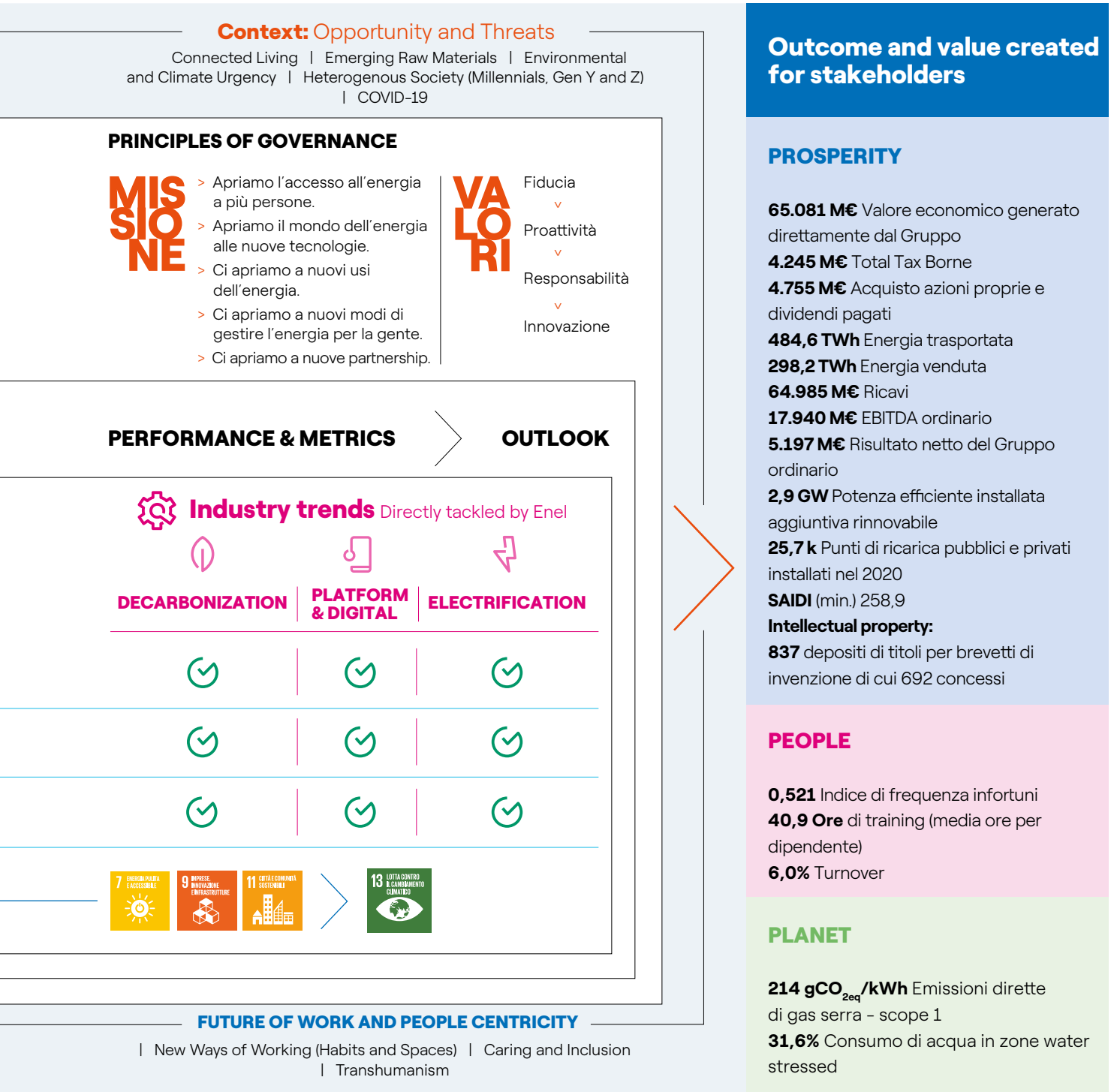
FUTURE OF WORK AND PEOPLE CENTRICITY

Automation and Robotics | Gig Economy | Creativity and Design Thinking | Competition for Talents and STE(A)M

La catena 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, costituendo un input importante per un processo di decisioni economiche informato da parte degli investitori e di altri stakeholder, soprattutto in considerazione del fatto che gli aspetti ambientali, sociali ed economici sono sempre più significativi in un'ottica di valutazione della capacità di creare valore finanziario per tutte le categorie di stakeholder.

Nella rappresentazione grafica seguente si riassume la catena del valore del Gruppo Enel con i principali input utilizzati e come essi vengono trasformati in outcome e valore creato per gli stakeholder dall'organizzazione e dal business model del Gruppo, che è caratterizzato da una governance solida e trasparente e da una strategia sostenibile che persegue tra l'altro, prioritariamente, gli SDG 7, 9, 11 e 13.



Outcome and value created for stakeholders

PROSPERITY

65.081 M€ Valore economico generato direttamente dal Gruppo
4.245 M€ Total Tax Borne
4.755 M€ Acquisto azioni proprie e dividendi pagati
484,6 TWh Energia trasportata
298,2 TWh Energia venduta
64.985 M€ Ricavi
17.940 M€ EBITDA ordinario
5.197 M€ Risultato netto del Gruppo ordinario
2,9 GW Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile
25,7 k Punti di ricarica pubblici e privati installati nel 2020
SAIDI (min.) 258,9
Intellectual property:
837 depositi di titoli per brevetti di invenzione di cui 692 concessi

PEOPLE

0,521 Indice di frequenza infortuni
40,9 Ore di training (media ore per dipendente)
6,0% Turnover

PLANET

214 gCO_{2eq}/kWh Emissioni dirette di gas serra - scope 1
31,6% Consumo di acqua in zone water stressed

Modello di business

Il modello di business di Enel è stato strutturato in maniera tale da supportare gli impegni presi dal Gruppo nella lotta al cambiamento climatico. Nel 2019 Enel, rispondendo alla richiesta di azione da parte delle Nazioni Unite, ha sottoscritto l'impegno ad agire per limitare l'aumento delle temperature globali a 1.5 °C ed essere Net Zero entro il 2050 su tutta la sua catena del valore.

Il modello di business declina come le unità organizzative dell'azienda, legate ai tre principali business di riferimento, debbano operare per cogliere tutti i possibili vantaggi dai principali trend di settore, possibilmente anche accelerandone la realizzazione.

Il ruolo definito per tutte le maggiori unità organizzative è finalizzato, nel contempo, a poter affrontare efficacemente tutti i rischi che propone il contesto del settore energetico in rapido mutamento.

In maniera trasversale sulle unità organizzative, grazie ai modelli digitali platform-based implementati per mettere in connessione asset, dati e soluzioni, sarà anche possibile cogliere nuove opportunità per creare valore tramite due modelli di business complementari:

- il modello di business di Ownership, in cui le piattaforme sono promotrici del business a sostegno della redditività degli investimenti diretti in rinnovabili, reti e clienti, e che supporta una crescita sostenibile di lungo periodo, in cui i modelli operativi platform-based svolgono inoltre un importante ruolo abilitante;
- il modello di business di Stewardship, in cui il Gruppo offre servizi ad alto valore aggiunto, prodotti o know-how mediante piattaforme che mobilitano gli investimenti da parte di terze parti per massimizzare la creazione di valore. In particolare, si tratta di:
  - piattaforme operative, che offrono servizi a parti terze mediante know-how e best practice sviluppate nel tempo;
  - piattaforme di business, che generano nuovi prodotti e servizi, e quindi nuove opportunità di business per un'ampia gamma di clienti;
  - joint venture e partnership, in cui le opportunità di investimento congiunto promuovono la creazione di valore, grazie a piattaforme che abilitano gli investimenti di terzi.

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 di ogni business si può sintetizzare come segue:

- Global Power Generation: attraverso questa Linea di Business il Gruppo accelera la transizione energetica continuando ad aumentare gli investimenti in nuova capacità di energie rinnovabili e 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.
- Global Trading: tramite questa Linea di Business il Gruppo gestisce il margine integrato 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.
- Global Infrastructure and Networks: 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.
- Retail: con l'attività di vendita ai clienti finali il Gruppo si interfaccia localmente con milioni di famiglie, industrie, società. Grazie alla leva tecnologica si ravvede in un modello a piattaforma la possibilità di migliorare la soddisfazione e l'esperienza dei clienti, 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.
- Enel X: abilita la transizione energetica agendo come acceleratore dell'elettrificazione e della decarbonizzazione dei clienti, assistendoli in un uso dell'energia più efficiente, spingendo la circolarità facendo anche leva sugli asset del Gruppo Enel attraverso l'offerta di servizi innovativi "beyond commodity".

Sfruttando le sinergie tra le diverse aree di business, attuando azioni attraverso la leva dell'innovazione, agendo i comportamenti di Open Power, il Gruppo Enel cerca di trovare soluzioni per 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 dipendenti e fornitori.

Context

OPPORTUNITY and **THREATS**

Circular Cities | Peer2Peer | Innovate to Zero | Freemium Business Model | Autonomous World | Zero Latency (5G) | Turmoil of Competition | Connected Living | Emerging Raw Materials | Environmental and Climate Urgency | Heterogenous Society (Millennials, Gen Y and Z) | COVID-19

Industry trends
Directly tackled by Enel

Business strategy
Direction, Ambition

	DECARBONIZATION	PLATFORM & DIGITAL	ELECTRIFICATION
GENERATION	✓	✓	✓
GRIDS	✓	✓	✓
CUSTOMERS	✓	✓	✓

Future of work and people centricity

Automation and Robotics |
Gig Economy |
Creativity and Design Thinking |
Transhumanism |
| Competition for Talents and STE(A)M
| New Ways of Working (Habits and Spaces)
| Caring and Inclusion

TASSONOMIA DELL'UNIONE EUROPEA

La Commissione Europea ha definito uno specifico sistema di classificazione volto a identificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale quale importante fattore abilitante per supportare gli investimenti sostenibili e per implementare il Green Deal europeo.

Fornendo appropriate informazioni circa le attività economiche che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale, si vuole rafforzare il tema della sicurezza e della trasparenza per gli investitori, proteggere gli investitori privati dal fenomeno del "greenwashing", supportare le aziende nel pianificare la transizione, mitigare la frammentazione del mercato e, infine, colmare il gap di investimenti sostenibili.
La tassonomia europea 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 e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi. Pertanto, un'attività economica è definita sostenibile dal punto di vista ambientale se:

- contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più dei sei obiettivi ambientali;
- non arreca un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali (Do Not Significant Harm – DNSH);
- è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia.

Nel luglio 2018 la Commissione Europea ha istituito un gruppo di esperti tecnici (TEG) sulla finanza sostenibile con lo scopo di sviluppare raccomandazioni per definire i criteri di screening tecnico per le attività economiche che possono contribuire in maniera sostanziale alla mitigazione o all'adattamento ai cambiamenti climatici senza creare danni significativi agli altri quattro obiettivi ambientali.
Sulla base del contributo del TEG e di un'ampia gamma di stakeholder e istituzioni, il regolamento sulla tassonomia è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il 22 giugno 2020 ed è entrato in vigore il 12 luglio dello stesso anno.
A partire da gennaio 2022 le società soggette all'obbligo di pubblicazione della Dichiarazione non Finanziaria (DnF) devono rendere pubblica la quota dei loro ricavi, delle spese per investimenti (Capex) e delle spese operative ordinarie (Opex) che si qualificano come sostenibili dal punto di vista ambientale.

Sulla base di questo approccio, Enel ha classificato tutte le sue attività economiche della catena del valore nelle seguenti tre categorie.
Eleggibile: attività economica che soddisfa contemporaneamente le seguenti due condizioni:

- è stata esplicitamente inclusa nel regolamento della tassonomia europea perché contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento al cambiamento climatico;
- soddisfa i criteri previsti dal regolamento della tassonomia europea per i due obiettivi ambientali.

Non eleggibile: attività economica che soddisfa contemporaneamente le seguenti due condizioni:

- è stata esplicitamente inclusa nel regolamento della tassonomia europea perché contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento al cambiamento climatico;
- non soddisfa i criteri previsti dal regolamento della tassonomia europea per i due obiettivi ambientali.

Non coperta: attività economica che:

- non è stata inclusa nel regolamento della tassonomia europea perché non fornisce un contributo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento al cambiamento climatico, e pertanto non sono stati elaborati specifici criteri tecnici. La Commissione Europea ritiene che questa tipologia di attività potrebbe non avere un impatto significativo sulla mitigazione/adattamento al cambiamento climatico ovvero potrebbe essere integrata nel regolamento della tassonomia europea in una fase successiva.

L'esistenza di questa terza categoria rende impossibile raggiungere un modello di business completamente allineato ai criteri della tassonomia europea, dal momento che attualmente alcune attività lungo la catena del valore delle utility elettriche non sono state considerate come contributori sostanziali alla mitigazione del cambiamento climatico.

Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia europea

Sebbene il regolamento della tassonomia europea stabili-

sca l'obbligo per le aziende di dichiarare l'allineamento alla tassonomia a partire da gennaio 2022, vista la rilevanza per la comunità finanziaria e per i policymaker, Enel ha deciso di darne evidenza già nella Relazione Finanziaria Annuale Consolidata 2020 e nel Bilancio di Sostenibilità 2020, cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Nel capitolo "Performance & Metrics", nell'ambito della sintesi dei risultati e dei risultati per Linee di Business, sono riportati i principali risultati della dichiarazione sull'allineamento alla tassonomia europea delle attività del Gruppo Enel per gli esercizi 2020 e 2019.

Nell'analisi di tali risultati è utile, tenere in considerazione i seguenti elementi perché rilevanti per l'elaborazione della dichiarazione:

- la dichiarazione è stata elaborata seguendo esclusivamente i criteri stabiliti nella versione in bozza dell'atto delegato della tassonomia europea relativa all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici perché al momento dell'elaborazione dei Bilanci 2020 non era ancora stata pubblicata la versione finale. La pubblicazione definitiva potrebbe introdurre importanti cambiamenti che potranno influenzare notevolmente il risultato presentato in questa dichiarazione;
- in particolare, un cambiamento che potrebbe incidere notevolmente sul risultato finale riguarda il modo in cui il segmento di business retail sarà finalmente rappresentato nella tassonomia europea. Enel, insieme ad altre utility, ha richiesto alla Commissione Europea di includere questa attività di business perché contribuisce, similmente alla distribuzione di energia elettrica, in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici come facilitatore ("enabler") della decarbonizzazione di altri settori attraverso la promozione dell'elettrificazione dei consumi energetici;
- Enel ha condotto un'analisi puntuale di mappatura dell'intero parco idroelettrico sulla base della metrica della "power density" richiesta nella bozza degli atti delegati. Per gli impianti con una "power density" inferiore a 5 W/m^2 è stata effettuata un'ulteriore analisi per verificare che le emissioni (calcolate considerando tutto il ciclo di vita) fossero sotto il limite emissivo specifico pari a 100 gCO_{2eq}/kWh. Il risultato conseguito ha portato a considerare il 99% della capacità idroelettrica installata eleggibile secondo esclusivamente i criteri della tassonomia europea relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici, mentre solamente l'1% – per il quale non è stato possibile effettuare una verifica puntuale a causa della mancanza di dati robusti – è stato escluso in via prudenziale;
- l'attività di business relativa alla produzione di energia elettrica da fonte geotermica è stata considerata, per mantenere un approccio prudenziale, quasi per la totalità non eleggibile in attesa della idonea certificazione di un terzo indipendente che attesti per gli impianti geotermici il rispetto della soglia prevista di 100 gCO_{2eq}/kWh dell'intero parco geotermico del Gruppo;
- le attività relative al business di infrastrutture e reti in Cile, Colombia, Perù e Argentina sono state considerate non eleggibili seguendo un approccio prudenziale. Tuttavia, nel corso del 2021 verrà effettuata un'analisi approfondita sul sistema di distribuzione e trasmissione che potrebbe portare a una modifica dello stato di eleggibilità;
- il portafoglio di Enel X è stato analizzato a livello di Linea di Business e di cluster di prodotti, in quanto non è stato possibile associare tutte le metriche finanziarie richieste dalla tassonomia europea a ciascun singolo prodotto. Tuttavia, in via cautelativa sono state selezionate come eleggibili solo le Linee di Business e i cluster di prodotti che soddisfano pienamente i criteri ed esclusi gli altri (per es., "e-home" ed "energia distribuita");
- la dichiarazione è stata elaborata senza effettuare una revisione esaustiva dei criteri DNSH, che sarà fatta una volta che gli atti delegati saranno approvati nel secondo trimestre del 2021. Ciononostante, Enel è confidente di poter dimostrare un livello di performance elevato in quanto ha implementato, negli anni, sistemi di gestione ambientale completi ed esaustivi che vanno oltre i requisiti di legge e sono applicati in tutta la catena del valore. Ulteriori informazioni sulle performance ambientali di Enel sono disponibili nel capitolo "Sostenibilità ambientale" del Bilancio di Sostenibilità 2020;
- la Commissione Europea non ha ancora elaborato gli atti delegati per gli altri quattro obiettivi ambientali. Questi ultimi potrebbero rafforzare l'aderenza del modello di business di Enel alla tassonomia europea, considerando che l'attuale dichiarazione copre esclusivamente l'obiettivo "climate change mitigation";
- le grandezze oggetto di analisi si riferiscono a quelle di "settore" e comprendono le sole partite verso terzi. Pertanto, non includono scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri;
- pur non essendo esplicitamente richiesto, Enel ha anche effettuato una valutazione in relazione al margine operativo lordo ordinario, in quanto ritiene che tale metrica permette di rappresentare l'effettiva performance finanziaria delle utility integrate come Enel. Una metrica che considera solamente i ricavi è fortemente influenzata da attività di business con un elevato volume di ricavi (come il mercato all'ingrosso) che non contribuiscono, in proporzione, alla crescita del Margine Operativo Lordo come le altre attività di business.

Infine, la dichiarazione mostra anche una vista che esclude le attività non coperte per sottolineare l'allineamento del Gruppo alle solo attività economiche per le quali la tassonomia europea ha sviluppato dei criteri e quindi quelle maggiormente significative da un punto di vista degli obiettivi di mitigazione ai cambiamenti climatici.

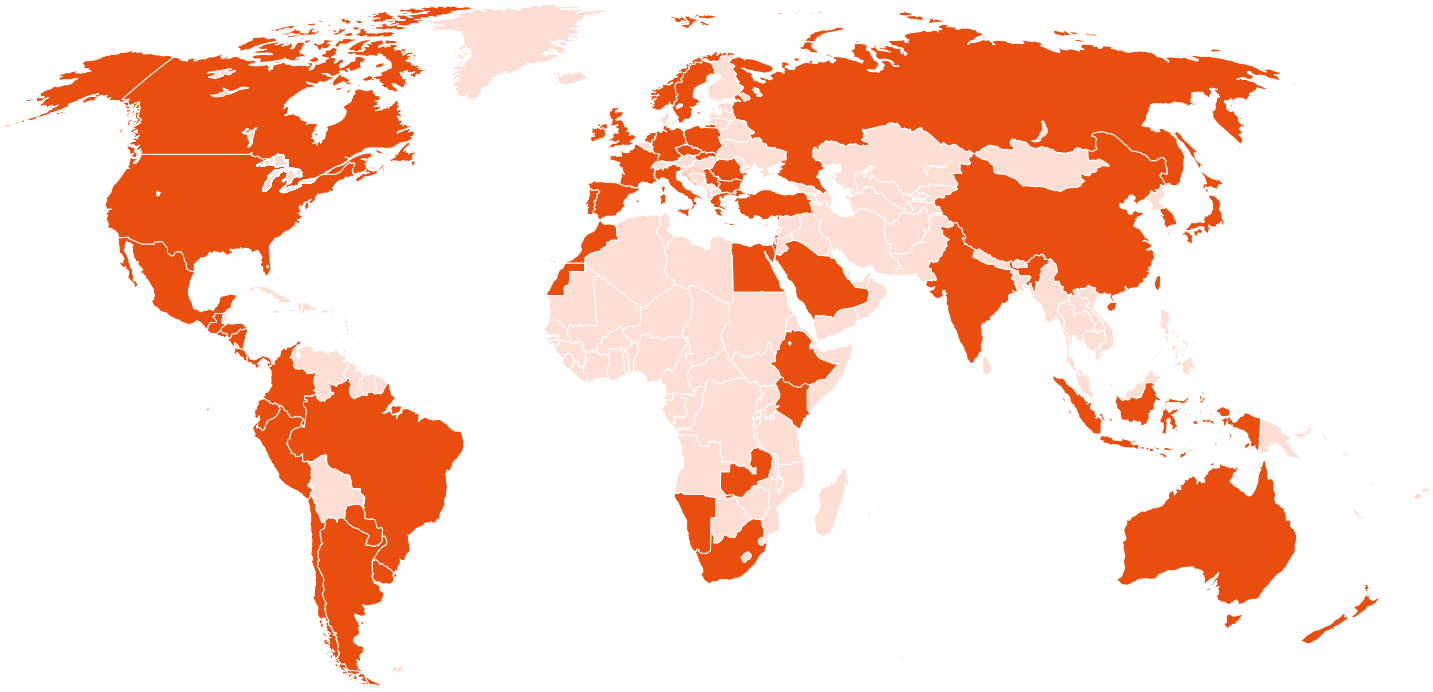
LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA DI ENEL

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

enel

enel Green Power

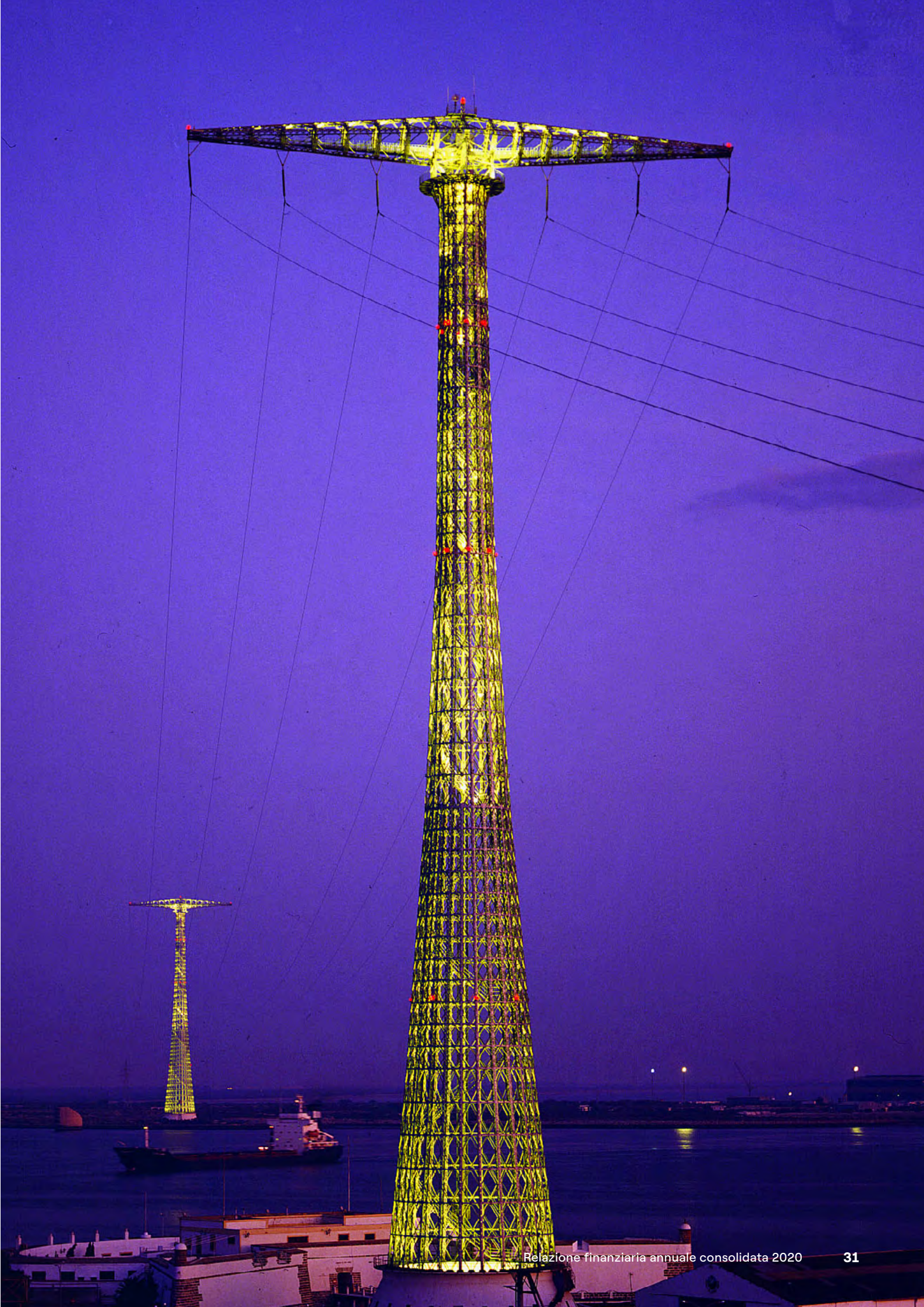
enel X



PRESENZA

47
Paesi

più di
1.000
società controllate



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.


enel

GLI AZIONISTI DI ENEL

Al 31 dicembre 2020 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 ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2019. Nel corso del 2020 la Società ha acquistato azioni proprie per un numero complessivo pari a 1.720.000, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine (Piano LTI) per il 2020 destinato al management di Enel e/o di società da essa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel SpA detiene complessivamente n. 3.269.152 azioni proprie, tutte a servizio dei Piani LTI per il 2019 e per il 2020.

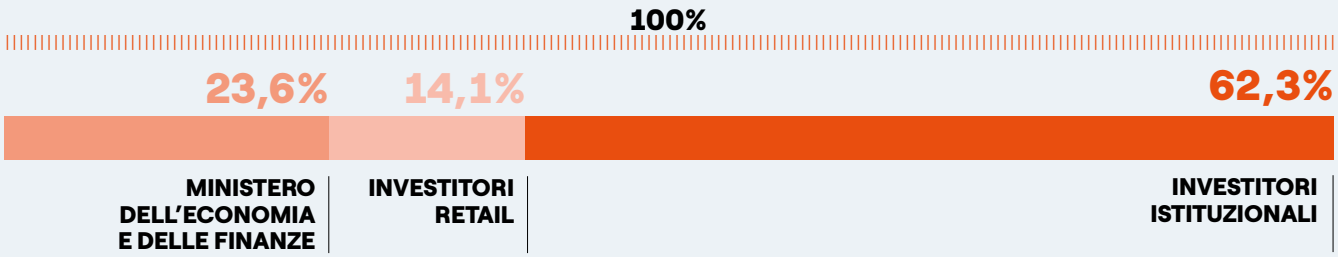
Azionisti rilevanti

Al 31 dicembre 2020, 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), BlackRock Inc. (con il 5,081% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio) e Capital Research and Management Company (con il 5,029% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Composizione dell'azionariato

Enel è una società quotata dal 1999 sul Mercato Telematico Azionario 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.

Composizione dell'azionariato a dicembre 2020



Gli investitori ESG (Environmental, Social and Governance) sono in continuo aumento: i fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2020, circa il 14,6% del capitale sociale (*vs* 10,8% al 31 dicembre 2019), mentre gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 47,8% del capitale sociale (*vs* 43% al 31 dicembre 2019).

ORGANI SOCIALI

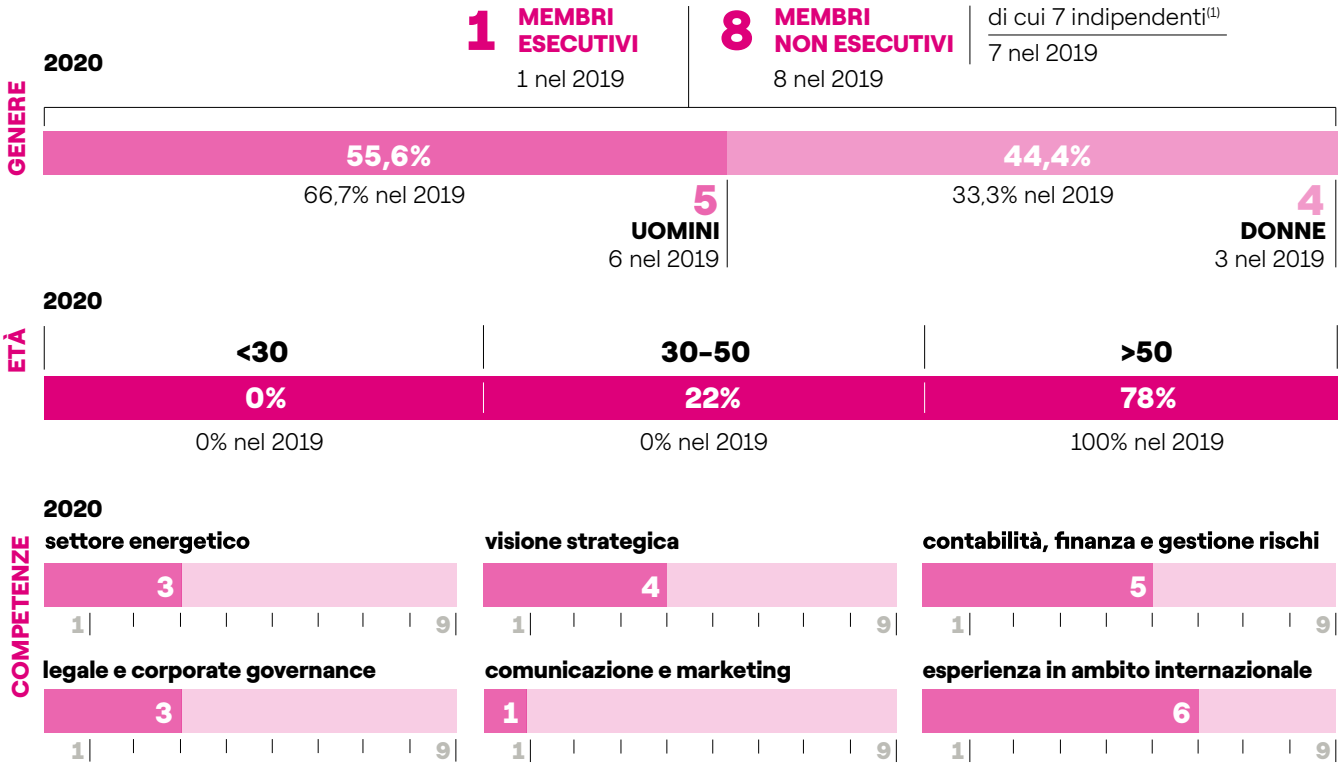
Consiglio di Amministrazione

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



(1) Il numero indicato, sia per il 2020 che per il 2019, si riferisce agli amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina (Edizione 2018).

Collegio Sindacale

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI
Romina Guglielmetti
Claudio Sottoriva

SINDACI SUPPLENTI
Maurizio De Filippo
Francesca Di Donato
Piera Vitali

Società di revisione

KPMG SpA

SISTEMA DI CORPORATE GOVERNANCE E ASSETTO DEI POTERI DI ENEL

Nel corso del 2020 il sistema di corporate governance di Enel SpA è risultato conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate, nella edizione di luglio 2018, cui la Società ha aderito, e alle best practice internazionali. Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di lungo termine, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

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:



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 2020, 12 delle quali hanno affrontato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- 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.
- È responsabile dell'esame e dell'approvazione della 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[1], per guidare la transizione energetica e fronteggiare il cambiamento climatico, promuovendo un modello di business sostenibile che crea valore nel lungo termine.
- Svolge un ruolo di indirizzo e fornisce una valutazione sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"), definendo la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo. 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 nell'ambito del Gruppo; questi ultimi includono i rischi che potrebbero avere rilievo nell'ambito della sostenibilità nel medio-lungo termine, compresi 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.
- Nel corso del 2020 ha affrontato in diverse riunioni alcune tematiche legate al clima, tra cui si segnalano: (i) un approfondimento sui possibili futuri scenari climatici, anche al fine di definire la strategia del Gruppo, tenendo conto dei relativi rischi e opportunità; (ii) la gestione degli impatti sui lavoratori della just transition e della decarbonizzazione, con previsione di programmi di upskilling e reskilling; (iii) l'analisi delle aspettative degli investitori sul cambiamento climatico, tramite aggiornamenti sulle relative attività di engagement; (iv) l'inclusione della lotta al cambiamento climatico e della riduzione delle emissioni dirette e indirette tra i parametri presi in considerazione per analizzare il posizionamento del Gruppo rispetto ai peer.
- Ha inoltre esaminato tematiche relative alla valorizzazione della diversità, con riferimento sia alla disabilità sia al genere. Per quanto riguarda la disabilità, è stato in particolare approfondito il piano Value for Disability, volto a favorire l'empowerment dei lavoratori disabili e l'inclusione delle persone con disabilità che vivono nelle comunità in cui opera il Gruppo.
- Si segnala, infine, che a ogni riunione, a partire dalla fine di febbraio 2020, ha ricevuto aggiornamenti sugli impatti della pandemia da COVID-19 nei Paesi di presenza del Gruppo, monitorando costantemente le azioni intraprese per prevenire o mitigare gli effetti del contagio sui luoghi di lavoro e per assicurare la business continuity, con focus su specifici argomenti, tra cui: (i) l'andamento del contagio tra i dipendenti e la stipula di un'apposita polizza assicurativa per l'indennizzo dei ricoveri; (ii) l'efficienza del lavoro da remoto e della gestione digitale di impianti e infrastrutture; (iii) gli impatti sulle singole Linee di Business e sui risultati di Gruppo; (iv) le iniziative di solidarietà e beneficienza.

(1) 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.

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 Autodisciplina e previsto dalla normativa CONSOB di riferimento, ha nominato al proprio interno i seguenti Comitati con funzioni propositive e consultive:

COMITATO PER LA CORPORATE GOVERNANCE E LA SOSTENIBILITÀ

11

incontri svolti dal Comitato nel 2020, 4 dei quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti e per tutto il corso del 2020 è risultato composto dal Presidente del Consiglio di Amministrazione e da due Amministratori indipendenti.
- Ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nella valutazione e nelle 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 le modalità di attuazione della politica di sostenibilità;
  - l'impostazione generale del Bilancio di Sostenibilità, che comprende la Dichiarazione di carattere non finanziario, e l'articolazione dei relativi contenuti, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa – anche in materia di cambiamento climatico – fornita attraverso tale documento, rilasciando apposito parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tale documento.

COMITATO CONTROLLO E RISCHI

12

incontri svolti dal Comitato nel 2020, 5 dei quali hanno affrontato tematiche legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Per tutto il corso del 2020 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- Ha il compito di supportare le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche. In particolare, rilascia il proprio parere preventivo al Consiglio di Amministrazione, tra l'altro: (i) sulle linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in modo che i principali rischi concernenti Enel e le società da essa controllate – ivi inclusi i vari rischi che possono assumere rilievo nell'ottica della sostenibilità nel medio-lungo periodo – risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati; (ii) sul grado di compatibilità dei rischi di cui alla precedente lettera (i) con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati; (iii) sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché circa l'efficacia del sistema stesso.
- Esamina i contenuti del Bilancio di Sostenibilità, che comprende la Dichiarazione di carattere non finanziario, rilevanti ai fini del SCIGR e contenenti la disclosure aziendale sul clima, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tale documento.

COMITATO PER LE NOMINE E LE REMUNERAZIONI

12

incontri svolti dal Comitato nel 2020

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Per tutto il corso del 2020 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- Supporta il Consiglio di Amministrazione nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche. Si segnala al riguardo che la politica in materia di remunerazione per il 2020 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, nel Piano Long Term Incentive 2020 è stato introdotto un ulteriore obiettivo ESG concernente il rapporto tra la capacità installata netta consolidata da fonti rinnovabili e la capacità installata netta consolidata totale, in linea con quanto previsto per le emissioni obbligazionarie SDG-linked di Enel legate all'SDG 7 (Affordable and Clean Energy). Inoltre, il medesimo Piano Long Term Incentive conferma tra gli obiettivi di performance anche la riduzione delle emissioni specifiche di anidride carbonica, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione del Gruppo, che prevede la progressiva riduzione delle emissioni di CO_2 in linea con l'Accordo di Parigi. Per quanto concerne, invece, la componente variabile di breve termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, nella politica in materia di remunerazione per il 2020 è stato confermato l'obiettivo ESG concernente l'ulteriore miglioramento dei parametri di sicurezza sui luoghi di lavoro e ne è stato aumentato il peso relativo. Inoltre, alla luce dello stato di emergenza sanitaria connesso alla pandemia da COVID-19, è stato introdotto un nuovo obiettivo di performance che misura la capacità del Gruppo di gestire da remoto, laddove possibile, le attività aziendali garantendo la continuità del servizio ed eccellenti livelli di efficienza operativa.

COMITATO PARTI CORRELATE

4

incontri svolti dal Comitato nel 2020

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti. Per tutto il corso del 2020 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

27

incontri svolti dal Comitato nel 2020

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 Autodisciplina.

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, assicurando che adeguate informazioni sulle materie all'ordine del giorno vengano tempestivamente fornite a tutti gli Amministratori e i Sindaci.
- 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 2020 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 alla 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.
- 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 il Global Compact delle Nazioni Unite, nonché la Global Investors for Sustainable Development (GISD) Alliance lanciata dalle Nazioni Unite nel 2019.
- All'Amministratore Delegato è inoltre attribuito il ruolo di Amministratore incaricato del 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

- La Società ha organizzato nel corso del 2020 un ampio e articolato programma di induction – tenuto anche conto della significativa variazione della compagine consiliare conseguente al rinnovo del Consiglio di Amministrazione deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 – al fine di fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo, inclusi i temi legati alla sostenibilità.
- A fine 2020 e durante i primi due mesi del 2021, 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 Autodisciplina. 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 che gli Amministratori hanno del coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di sostenibilità e dell'integrazione dei temi di sostenibilità nella strategia aziendale.

> 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.

> 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 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.

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").

MODELLO ORGANIZZATIVO DI ENEL

C

ENEL GROUP CHAIRMAN
M. Crisostomo

CEO

ENEL GROUP CEO
F. Starace

HLD Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
A. De Paoli

COMMUNICATIONS
R. Deambrogio

INNOVATION AND SUSTAINIBILITY
E. Ciorra

GLOBAL PROCUREMENT
F. Di Carlo

PEOPLE AND ORGANIZATION
G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS
G. Fazio

AUDIT
S. Fiori

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS
C. Bozzoli

CR Country and Region

ITALY
C. Tamburi

IBERIA
J. Bogas Gálvez

EUROPE
S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA
S. Bernabei

NORTH AMERICA
E. Viale

LATIN AMERICA
M. Bezzeccheri

GBL Global Business Line

Global Infrastructure and Networks	Global Trading	Global Power Generation	Enel X
A. Cammisecra	C. Machetti	S. Bernabei	F. Venturini
✓	✓	✓	✗
✓	✓	✓	✗
✓	✓	✓	✗
	✓	✓	✗
	✓	✓	✗
✓	✓	✓	✗

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; alle Linee di Business è affidato, inoltre, il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli Investimenti[2], 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 promovendo 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. Nel 2019 è nata Global Power Generation dalla fusione di Enel Green Power e Global Thermal Generation per confermare il ruolo di guida del Gruppo Enel nella transizione energetica, attraverso un processo integrato di decarbonizzazione e sviluppo sostenibile di capacità rinnovabile. Inoltre, è stato lanciato il progetto Grid Blue Sky, che ha come obiettivi l'innovazione e digitalizzazione delle infrastrutture e reti per renderle un fattore abilitante per il raggiungimento degli obiettivi Climate Action, grazie alla progressiva trasformazione di Enel in un gruppo platform-based.

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 & communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo. Inoltre, esse sono responsabili dell'adozione dei criteri di sostenibilità, ivi incluso il cambiamento climatico, nella gestione della catena di fornitura e dello sviluppo di soluzioni digitali per 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 della gestione del processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e l'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

(2) 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.

IL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE

La Politica in materia di remunerazione di Enel per l'esercizio 2020, adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020, è stata definita tenendo conto delle migliori pratiche nazionali e internazionali, delle indicazioni emerse dal voto favorevole dell'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 sulla Politica in materia di remunerazione per il 2019 nonché 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 il mandato 2017/2019 predisposta dal consulente indipendente Willis Towers Watson.

In linea con le raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina delle società quotate (edizione 2018), la Politica in materia di remunerazione per il 2020 è volta ad attrarre, motivare e fidelizzare le risorse in possesso delle qualità professionali più adeguate per gestire con successo l'azienda, a incentivare il raggiungimento degli obiettivi strategici e la crescita sostenibile dell'azienda, nonché ad allineare gli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti nel medio-lungo periodo e a promuovere la missione e i valori aziendali.

La Politica in materia di remunerazione per il 2020 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 2020 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - utile netto ordinario consolidato;
    - Group Opex;
    - funds from operations/Indebitamento finanziario netto consolidato;
    - gestione emergenza da COVID-19: remotizzazione delle attività;
    - sicurezza sui luoghi di lavoro;
  - per i DRS i rispettivi MBO individuano obiettivi annuali, specifici e oggettivi, legati al business di riferimento e differenziati a seconda delle funzioni e responsabilità attribuite;
- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale (Piani LTI). L'adozione dei piani di incentivazione di lungo termine destinati al management della stessa Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile è stata deliberata con cadenza annuale dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA a partire dall'esercizio 2019. Ciascuno dei piani di incentivazione approvati prevede, subordinatamente al raggiungimento di specifici obiettivi di performance, l'assegnazione di azioni ordinarie della Società (Azioni) ai rispettivi beneficiari, secondo quanto illustrato nella nota 49 del Bilancio consolidato, cui si rimanda per maggiori dettagli sui piani di incentivazione e sui programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio di tali piani. In particolare, per il 2020 tale componente è legata alla partecipazione al Piano LTI 2020.

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2020 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019", disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche del Piani LTI si rinvia al Documento informativo predisposto ai sensi dell'art. 84 *bis* del Regolamento adottato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 ("Regolamento Emittenti"), messo a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata, rispettivamente, all'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 (Piano LTI 2020) e del 16 maggio 2019 (Piano LTI 2019).

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: Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero contro la Corruzione", la Policy 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, 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. Il Codice Etico ha validità sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui il Gruppo opera. Enel richiede, inoltre, a tutte le imprese collegate o partecipate e ai principali 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 segnalato, anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point"). Nel corso del 2020 è stato effettuato un aggiornamento del Codice al fine di recepire i principali riferimenti internazionali in materia di diritti umani e di allineare all'attuale struttura organizzativa i compiti delle unità preposte al relativo aggiornamento. In particolare, il Codice 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. Si segnala che, nel mese di febbraio 2021, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un ulteriore aggiornamento del Codice Etico al fine di allinearne il contenuto all'attuale contesto di riferimento, inclusa l'attuale mission aziendale e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, alla corrente struttura organizzativa e al sistema procedurale vigente, nonché alle best practice nazionali e internazionali in materia di diversity e privacy.

Relativamente al Codice Etico, la tabella di seguito evidenzia le ore medie di formazione *pro capite*, il totale delle segnalazioni ricevute e le violazioni accertate.

		2020	2019	2020-2019
Ore medie di formazione *pro capite*	n.	**38,6**	**42,3**	**(3,7)**
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	n.	**151**	**166**	**(15)**
Violazioni accertate del Codice Etico (1)	n.	**26**	**38**	**(12)**
- di cui violazioni per conflitto di interesse/corruzione	n.	*2*	*10*	*(8)*

(1) Nel corso del 2020 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2019 e per tale ragione il numero delle violazioni accertate relative all'anno 2019 è stato riclassificato da 36 a 38. Le due violazioni aggiuntive sono da ascrivere a casi minori di interesse privato, localizzati in Brasile.

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.

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 contro la 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 contro la 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.

		2020	2019	2020-2019	
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	n.	**26.660**	**19.798**	**6.862**	**34,7%**
	%	40,0	29,0	11,0	37,9%
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione per area geografica					
Italia	%	47,7	35,3	12,4	35,1%
Iberia	%	20,2	33,9	-13,7	-40,4%
America Latina	%	26,8	18,1	8,7	48,1%
Europa	%	80,7	24,4	56,3	-
Africa, Asia e Oceania	%	28,4	6,8	21,6	-
Nord America	%	56,7	43,5	13,2	30,3%

Policy Diritti Umani

Ai fini di dare applicazione alle linee guida delle Nazioni Unite su Business e Diritti Umani, nel 2013 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la Policy sui Diritti Umani, che successivamente è stata approvata da tutte le società controllate del Gruppo. La policy esprime gli impegni e le responsabilità nei confronti dei diritti umani, assunti dai collaboratori di Enel SpA e delle società da essa controllate, siano essi Amministratori o dipendenti in ogni accezione di tali imprese. Con questo impegno formale Enel si fa esplicitamente promotrice del rispetto di tali diritti da parte di appaltatori, fornitori e partner commerciali nell'ambito dei suoi rapporti d'affari. Enel svolge uno specifico processo di due diligence dei diritti umani sull'intera catena del valore nei diversi Paesi in cui opera. In particolare, il processo è stato 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. Durante il processo di due diligence sono state individuate opportunità di miglioramento che sono state inserite in piani di azione specifici per ciascun Paese di presenza, e, accanto a questi, un piano di miglioramento da gestire centralmente al fine di armonizzare e inte-

grare processi e politiche definite a livello globale e applicate a livello locale. In totale sono state pianificate circa 170 azioni che coprono il 100% delle operazioni e dei siti.

In materia di sostenibilità della catena di fornitura, Enel valuta i fornitori in materia di diritti umani, indipendentemente dal livello di rischio, attraverso un questionario dedicato in cui si analizzano le caratteristiche dei potenziali fornitori in merito a inclusione e diversity, tutela della privacy dei lavoratori, verifica della propria catena di fornitura, lavoro forzato o minorile, libertà di associazione e contrattazione collettiva e applicazione di condizioni di lavoro eque (tra cui salari adeguati e ore lavorate). Nel corso del 2020 il questionario è stato integrato con ulteriori domande di verifica al fine di avere una più accurata valutazione del potenziale fornitore. Il Gruppo richiede, tra le altre cose, ai suoi appaltatori/prestatori e subappaltatori, il rispetto e la protezione dei diritti umani riconosciuti a livello internazionale, nonché il rispetto degli obblighi etico-sociali in tema di: tutela del lavoro minorile e delle donne, parità di trattamento, divieto di discriminazione, libertà sindacale, di associazione e di rappresentanza, lavoro forzato, salute, sicurezza e tutela ambientale, condizioni igienico-sanitarie e altresì condizioni normative, retributive, contributive, assicurative e fiscali. Inoltre, si richiede espressamente ai fornitori di impegnarsi ad adottare e attuare i princípi del Global Compact e di garantire che questi siano soddisfatti nello svolgimento di tutte le loro attività, eseguite sia dai propri dipendenti sia dai subappaltatori. Oltre a ciò, i fornitori devono impegnarsi a rispettare i princípi contenuti nel Codice Etico di Enel, o comunque a ispirarsi a princípi equivalenti a quelli di Enel nella gestione della propria attività. Infine, viene specificato che trovano applicazione le convenzioni International Labour Organization o la normativa vigente nel Paese in cui le attività devono eseguirsi, se più restrittive.
I contratti regolano nella loro interezza le condizioni di lavoro ed espongono in maniera chiara tutti i termini inclusi nei contratti che forniscono dettagli sui diritti dei lavoratori (orario di lavoro, retribuzione, lavoro straordinario, indennità, benefíci). I termini sono tradotti nella lingua madre dei lavoratori e sono supportati con informazioni contenute in documenti condivisi con i dipendenti. I sistemi e le procedure di gestione delle risorse umane garantiscono l'assenza di minori nella forza lavoro. Vengono anche effettuati progetti di tirocinio e di alternanza scuola-lavoro.



3

STRATEGY & RISK MANAGEMENT

Pianificazione di lungo periodo
La transizione energetica sta rivoluzionando non solo il settore energetico ma tutti gli ambiti economici, in un mondo in cui il ruolo dell'energia elettrica sarà sempre più rilevante nel medio e lungo termine.

Il nuovo Piano Industriale 2021-2023
All'interno delle più ampie ambizioni espresse per il posizionamento del Gruppo al 2030, il Piano Industriale 2021-2023 si pone idealmente come primo passo fattivo di un percorso che abbraccia tutto il decennio.

Gli scenari di riferimento
Valutare gli impatti di cambiamenti climatici e transizione energetica è cruciale per una pianificazione di lungo termine. A tal fine il Gruppo ha creato un framework complessivo e un processo capace di tradurre i dati in informazioni utili a massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.



LA STRATEGIA DEL GRUPPO

La definizione della strategia del Gruppo si basa su molteplici fattori, a partire dalla valutazione del contesto esterno e della sua evoluzione. In particolare, vengono eseguite le seguenti analisi:

- analisi degli scenari macroeconomici, energetici e climatici: valutazioni e proiezioni a livello globale e locale per identificare i principali driver macroeconomici, energetici e climatici negli orizzonti di breve, medio e lungo termine;
- analisi del panorama competitivo: analisi dedicate alla comparazione delle performance economiche, finanziarie, industriali, ESG (Environmental, Social and Governance) di società del settore Utility e di altre industrie (come, per esempio, automotive, technology e oil & gas), finalizzate a monitorare, indirizzare e sostenere il vantaggio competitivo e il posizionamento di leadership del Gruppo;
- visione industriale: una panoramica delle macrotendenze nonché delle nuove tecnologie che incidono sull'attività aziendale, con una valutazione dei potenziali impatti sul business del Gruppo attraverso un ampio approccio collaborativo interno ed esterno al fine di identificare azioni per prevenire, adattarsi, guidare disruption ed evoluzioni sui business di riferimento.

L'analisi di quanto accade e potrebbe accadere nel contesto esterno è funzionale alla fase di disegno delle opzioni strategiche e al conseguente posizionamento e pianificazione, che si articola nelle seguenti principali attività:

- dialogo strategico: la definizione della strategia del Gruppo si fonda su un processo continuo di dialogo attivo lungo l'intero arco dell'anno, tramite cui vengono individuati, approfonditi, discussi e indirizzati i temi ritenuti rilevanti per l'evoluzione e la crescita del Gruppo stesso. Il dialogo appartiene a una fase di design strategico, dove la comunicazione tra executive di diversi business 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, 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; tale processo permette la corretta definizione delle opportunità legate a ciascun topic specifico (compresi gli eventuali impatti operativi, economici, finanziari) e l'eventuale roadmap di implementazione delle iniziative necessarie. Tali output vengono poi discussi dal top management all'interno di incontri dedicati. Tra gli incontri ce n'è uno in particolare, denominato "Top Team Offsite", solitamente programmato nel mese di giugno, dove si trattano i topic più rilevanti con tutto il top management. A valle di questo meeting, alcune delle conclusioni vengono inserite nella pianificazione di lungo termine del Gruppo, quindi entrano a far parte dello storytelling e presentate anche al Consiglio di Amministrazione in sede di Vertice Strategico, solitamente organizzato nel mese di ottobre al fine di condividere le linee dell'aggiornamento annuale del Piano Strategico. Questo tipo di framework garantisce un'adeguata 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/staff;
- processo di Piano Strategico: tale processo, alimentato in modo continuativo dai feedback rivenienti dal dialogo strategico, converte in modelli quantitativi le informazioni da elaborare per avere la visione d'insieme dell'evoluzione industriale, economica e finanziaria del Gruppo, integrata da ipotesi di operazioni straordinarie e di active portfolio management. 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 e delle policy;
- 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 e target per il Gruppo;
- analisi dei fattori ESG e valutazione della materialità in ambito di sostenibilità: Enel svolge analisi ESG e di ma-

terialità con una metodologia sviluppata prendendo in considerazione le linee guida di numerosi standard internazionali (per es., Global Reporting Initiative, UN Global Compact, SDG Compass ecc.), con l'obiettivo di identificare e valutare le priorità per gli stakeholder e correlarle con la strategia di Gruppo (per ulteriori approfondimenti si rimanda all'analisi di materialità contenuta nella Basis of Presentation).

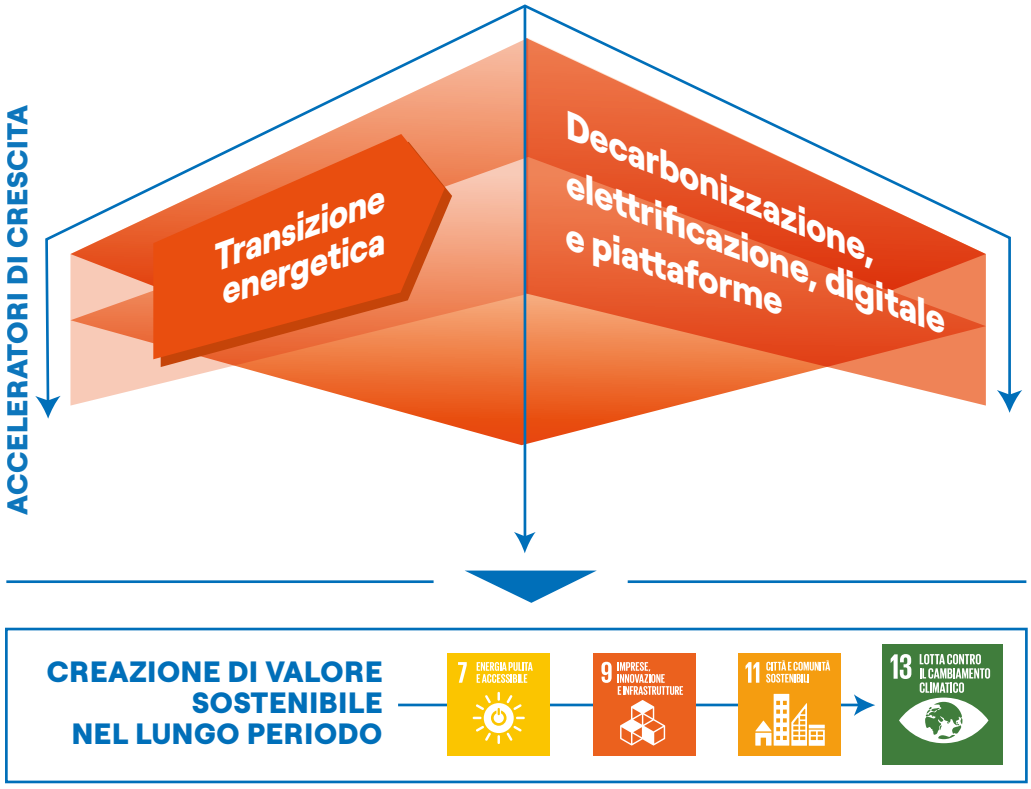
La strategia del Gruppo Enel si è dimostrata in grado di creare valore in maniera sostenibile nel lungo termine, integrando i temi di sostenibilità e di profonda attenzione per gli argomenti connessi al cambiamento climatico, garantendo allo stesso tempo un costante aumento della profittabilità.

Il Gruppo è tra le aziende leader che guidano la transizione energetica, attraverso la decarbonizzazione della produzione elettrica e l'elettrificazione dei consumi, che rappresenteranno un'opportunità sia per aumentare la creazione di valore sia per concorrere positivamente a un più rapido raggiungimento degli Obiettivi di Sostenibilità Globale definiti dall'ONU (Sustainable Development Goals - SDG) nell'Agenda 2030.

Piano Strategico

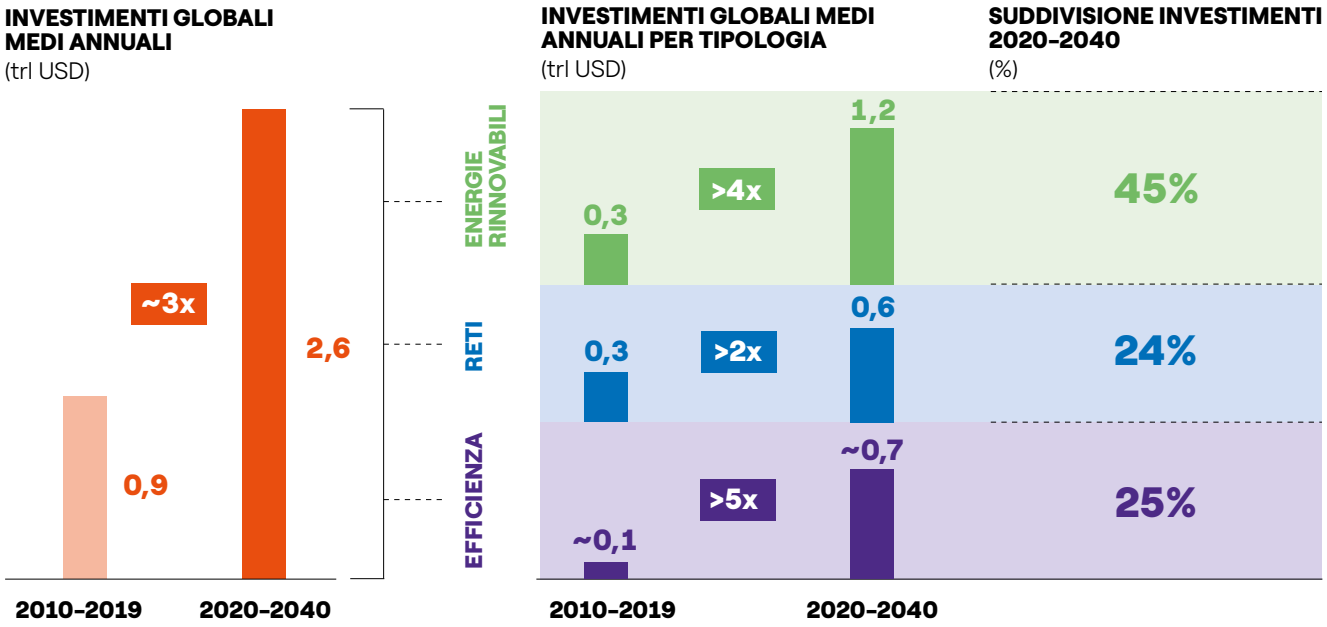
La strategia incentrata sulla sostenibilità sviluppata negli ultimi anni e il modello di business integrato hanno consentito al Gruppo di creare valore per tutti gli stakeholder, beneficiando delle opportunità che emergono dalla transizione energetica e limitando al contempo i relativi rischi.

Il Gruppo ha pertanto confermato ancora una volta le direttrici strategiche fondate sui trend legati alla transizione energetica. L'impiego di capitali è infatti incentrato sulla decarbonizzazione, attraverso lo sviluppo degli asset di generazione da fonte rinnovabile, sulle infrastrutture abilitanti legate allo sviluppo delle reti e sull'implementazione dei modelli a piattaforma, sfruttando al meglio l'evoluzione tecnologica e digitale, che favoriranno l'elettrificazione dei consumi nonché lo sviluppo di nuovi servizi per i clienti finali; il tutto orientato al raggiungimento degli SDG delle Nazioni Unite. L'ambizione è quella di accelerare i processi legati alla decarbonizzazione e all'elettrificazione per consentire il raggiungimento degli obiettivi di contenimento del riscaldamento globale in linea con l'Accordo di Parigi.



La transizione energetica, spinta dalla lotta al cambiamento climatico e caratterizzata dai trend di decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi, sta rivoluzionando non solo il settore energetico ma tutti gli ambiti economici in un mondo in cui il ruolo dell'energia elettrica sarà sempre più rilevante.

Il livello di investimenti nel settore energetico, proprio a causa di tale trasformazione, è previsto in forte crescita arrivando a triplicare il suo valore annuale, nel periodo 2020-2040, rispetto al periodo 2010-2019.



Fonte: IEA, World Energy Investments 2020 e IEA, World Energy Outlook 2020, Sustainable Develpoment Scenario.

In tale contesto, diventa fondamentale estendere la visione strategica al medio lungo termine. Guidato da tale necessità, il Gruppo, a novembre 2020, ha presentato il nuovo Piano Strategico con una visione che arriva fino al 2030, mettendo al centro della strategia l'accelerazione della transizione energetica assieme a una crescita sostenibile e remunerativa per creare un significativo valore condiviso per clienti, società e ambiente, oltre che un interessante rendimento per gli azionisti nel tempo.

Al fine di rispondere più efficacemente alla prevista accelerazione degli investimenti, e contribuire a un più rapido raggiungimento dei principali obiettivi necessari alla lotta al cambiamento climatico, il Gruppo Enel intende far leva sui suoi progressi nell'ambito della digitalizzazione nonché sul suo posizionamento come: (i) primo operatore privato nel settore delle rinnovabili a livello mondiale, con circa 48,6 GW di capacità gestita[1]; (ii) principale gestore privato di reti al mondo, con oltre 74 milioni di utenti finali; (iii) operatore privato con la più grande base clienti retail a livello mondiale, con circa 70 milioni di clienti in tutto il mondo.

Grazie ai modelli platform-based, le utility in questo decennio vedranno rafforzare il loro ruolo di guida al vertice di sistemi sempre più complessi, che includeranno un crescente numero di asset di generazione distribuita con un conseguente ruolo sempre più attivo dei clienti finali. Un modello digitale platform-based e multi-layer (esposto nel paragrafo "Modello di business") che mette in connessione dati e soluzioni sarà quindi fondamentale per attraversare e portare a buon fine questa fase di trasformazione.

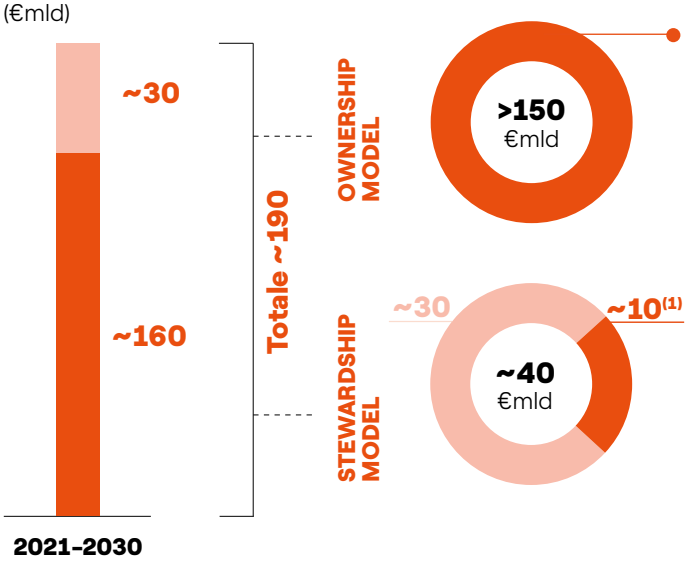
Grazie a questo approccio complessivo, il Gruppo è posizionato in modo ideale per beneficiare pienamente delle opportunità emergenti, cogliendo il valore che diventerà disponibile per accelerare la transizione energetica:

In tal modo, il Gruppo prevede di mobilitare investimenti per 190 miliardi di euro nel periodo 2021-2030, promuovendo la decarbonizzazione, l'elettrificazione dei consumi e lo sviluppo delle piattaforme per creare valore condiviso e sostenibile per tutti gli stakeholder e redditività nel medio e lungo periodo. Il Gruppo prevede di investire direttamente circa 160 miliardi di euro, di cui oltre 150 miliardi di euro mediante il modello di business di Ownership e circa 10 miliardi di euro attraverso il modello di business di Stewardship, mobilitando al contempo ulteriori 30 miliardi di euro circa provenienti da terze parti

(1) Include, oltre alla capacità installata, anche quella riferita a società collegate o a controllo congiunto (circa 3,6 GW).



INVESTIMENTI MOBILITATI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA
(€mld)



	2020	2030
Capacità rinnovabile consolidata (GW)	45	~120
RAB (€mld)	~42	~70
% smart meter	60%	~100%

	2020	2030
Capacità rinnovabile gestita (GW)	3,6	~25
Bus elettrici[2] (n.)	912	>10k
Demand response (GW)	6	~20
Abitazioni cablate (mln)	11,1	34

Enel Terze parti

(1) Include le equity injection. (2) Include e-bus gestiti e in leasing.

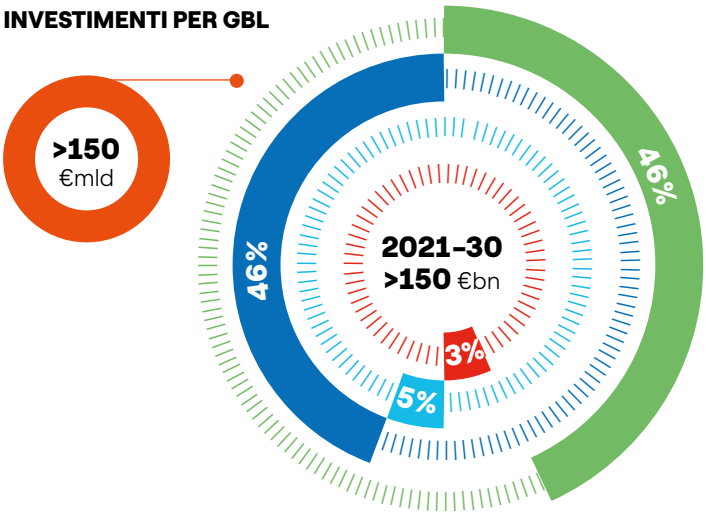
Questo livello di investimento è funzionale al raggiungimento delle ambizioni di lungo periodo che il Gruppo Enel ha identificato, ovvero:

- diventare una "Renewable Supermajor", triplicando la capacità rinnovabile gestita dai circa 49 GW nel 2020 ai circa 145 GW nel 2030, grazie agli investimenti previsti e all'azione congiunta dei modelli di Ownership e di Stewardship, per traguardare una quota di mercato globale superiore al 4%;
- diventare leader mondiale nelle reti per affidabilità, qualità del servizio ed efficienza. Gli investimenti hanno l'obiettivo di rendere le reti più resilienti e aumentare il grado di digitalizzazione per permettere una gestione più efficace ed efficiente e rendere i distributori veri e propri system operator;
- diventare il partner energetico di riferimento per tutti i segmenti di clientela (clienti domestici, uffici, clienti industriali, città ecc.), promuovendo la decarbonizzazione, l'elettrificazione dei consumi e la circolarità, per abilitare benefíci in termini di emissioni, costi ed efficienza.

L'attività di pianificazione di lungo termine

Coerentemente con la visione sopra descritta, per quanto riguarda i circa 150 miliardi di euro di investimenti pianificati nel modello di business di Ownership, quasi la metà sarà dedicata alla Global Power Generation, con un totale di circa 65 miliardi di euro destinati alle energie rinnovabili, che, si prevede, consentiranno al Gruppo di aggiungere circa 75 GW di capacità rinnovabile, ben bilanciata tra solare ed eolica, agli attuali 45 GW consolidati, per un totale di circa 120 GW di capacità totale al 2030 (2,7 volte maggiori rispetto ai livelli correnti). Gli investimenti riguarderanno principalmente i Paesi di presenza integrata del Gruppo ma le varie geografie coinvolte consentiranno un naturale derisking rispetto alla volatilità delle risorse rinnovabili. Per conseguire questo risultato il Gruppo si avvarrà di una pipeline di progetti rinnovabili di circa 206 GW, a dicembre 2020, unita a un modello globale platform-based per le attività di business development, engineering and construction ed operation and maintenance. Inoltre, il Gruppo prevede di investire ulteriori 5 miliardi di euro nell'ibridazione fra fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, il cui potenziale si prevede raggiunga circa 20 TWh al 2030. Opportunità significative arriveranno anche dal segmento dell'idrogeno verde, in cui il Gruppo prevede di integrare gli elettrolizzatori negli

INVESTIMENTI PER GBL



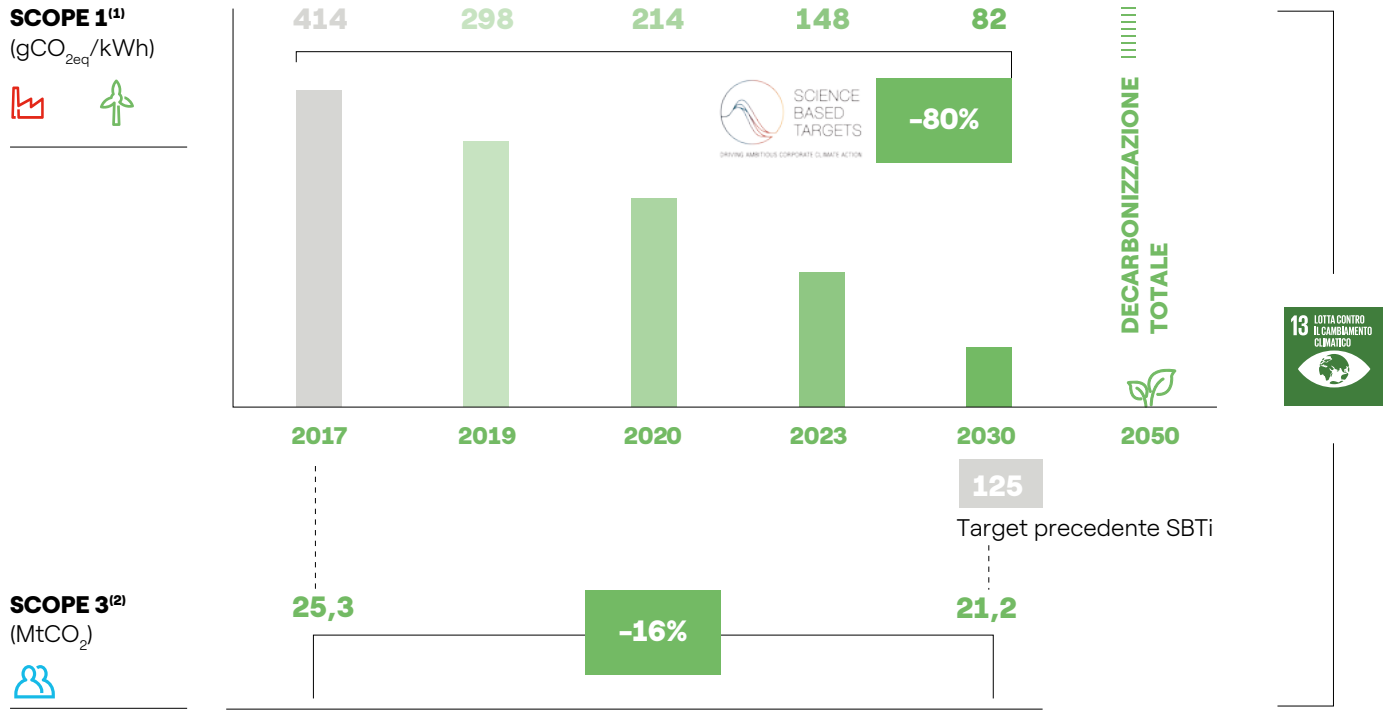
KPI CREAZIONE DEL VALORE

	2021-2030
EBITDA/ Investimenti (%)	~11%
RAB (Regulatory Asset Base) / Utente finale	+35%
Valore cliente residenziale (B2C) (€/cliente/anno)	2x

impianti rinnovabili che producono elettricità per la vendita diretta o per servizi di dispacciamento, vendendo idrogeno verde anche a clienti industriali. Il Gruppo prevede di accrescere la propria capacità di idrogeno verde a oltre 2 GW nel 2030.

L'aumento della capacità rinnovabile e la contemporanea riduzione della capacità termica, che prevede inoltre la chiusura anticipata degli impianti a carbone entro il 2027, rappresentano le due principali leve strategiche che il Gruppo intende utilizzare per raggiungere la decarbonizzazione del suo mix produttivo.

Nel 2019 Enel, rispondendo alla richiesta di azione da parte delle Nazioni Unite, ha sottoscritto l'impegno ad agire per limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C ed essere Net Zero entro il 2050 su tutta la sua catena del valore, incluse sia le emissioni dirette (Scope 1) sia quelle indirette (Scope 2 e 3). Tale obiettivo richiede non solo una forte accelerazione su rinnovabili ed efficienza energetica, ma anche un completo ripensamento del modello economico e della pianificazione degli investimenti. Con riferimento a questi ultimi, in particolare, i futuri investimenti saranno orientati al raggiungimento degli obiettivi che Enel si è data in termini di riduzione delle emissioni di gas serra al fine di limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C. Con particolare riferimento alla pianificazione degli investimenti per i prossimi



(1) Include tutte le emissioni dirette (GHG Scope 1), in cui il 99% è dovuto esclusivamente alla produzione di energia, in linea con il percorso 1,5 °C della Science Based Targets initiative.

(2) Include le emissioni indirette (GHG Scope 3 – Use of Sold Products) relative alle attività di vendita del gas nel mercato "retail" entro il 2030, in linea con il percorso 2C della Science Based Targets initiative.

10 anni, il Piano Strategico presentato da Enel a novembre 2020 descrive come i massicci investimenti previsti attraverso il modello di business di Ownership siano coerenti con l'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette di 82 gCO_{2eq}/kWh, obiettivo che è stato certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi) in linea con lo scenario di 1,5 °C definito con l'Accordo di Parigi. In particolare, gli investimenti in nuova capacità rinnovabile consentiranno il raggiungimento di determinati Key Performance Indicators (KPI): le fonti rinnovabili peseranno per più dell'80% della capacità totale e circa l'80% della produzione di energia elettrica nel 2030. Questo consentirà alla quota di produzione "emission-free" di crescere dal 65% nel 2020 a circa l'85% nel 2030 e, conseguentemente, di tagliare le emissioni dirette da 214 gCO_{2eq}/kWh nel 2020 a 82 gCO_{2eq}/kWh nel 2030.

L'obiettivo di raggiungere una totale decarbonizzazione entro il 2050 richiede non solo una forte accelerazione su rinnovabili ed efficienza energetica, ma anche un completo ripensamento del modello economico in termini di circolarità. A oggi si stima che circa il 45% delle emissioni globali sia associato a estrazione e produzione di materiali, manifattura, dismissione. Si tratta di un ambito su cui agire per raggiungere una piena decarbonizzazione, oltre che per contribuire positivamente a risolvere una serie di ulteriori criticità ambientali in termini di consumo di risorse e generazione di rifiuti.

In questa direzione Enel sta agendo sulla leva principale

Net-Zero commitment

Enel, in qualità di firmataria della campagna "Business Ambition for 1.5 °C" promossa dalle Nazioni Unite e da altre istituzioni, si impegna a fissare un obiettivo di lungo termine per raggiungere emissioni Net Zero su tutta la catena del valore entro il 2050, incluse sia le emissioni dirette (Scope 1) sia le emissioni indirette (Scope 2 e 3), insieme agli obiettivi scientifici in tutti gli ambiti pertinenti e in linea con i criteri e le raccomandazioni della Science Based Targets initiative (SBTi).

	GHG Target	Ambito	Scenario climatico	Principali driver e azioni per raggiungere l'obiettivo
Breve termine (2023)	**148** gCO_{2eq}/kWh al 2023	**100%** emissioni GHG Scope 1[1]	1,5 °C[2]	> Phase out graduale del 90% della capacità a carbone nel periodo 2021-2023 (peso percentuale della capacità a carbone sulla capacità consolidata dal 10% nel 2020 a circa l'1% nel 2023) > Investire 16,8 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili installando 15,4 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2021-2023, raggiungendo i 60 GW di capacità rinnovabile consolidata entro il 2023
Medio-lungo termine (2030)	**82** gCO_{2eq}/kWh al 2030 (80% di riduzione rispetto all'anno base 2017)	**100%** emissioni GHG Scope 1[1]	1,5 °C, certificato SBTi	> Accelerare l'uscita dal carbone al 2027 dal 2030 (eliminazione graduale di 16 GW di capacità di carbone nel periodo 2017-2027) > Investire 65 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili installando 75 GW di capacità rinnovabile nel periodo 2021-2030, raggiungendo 120 GW di capacità rinnovabile consolidata entro il 2030 (3 volte la capacità rinnovabile installata nell'anno base 2017)
	21.2 $MtCO_{2eq}$ (16% di riduzione rispetto all'anno base 2017)	**100%** emissioni Scope 3 relative alla vendita di gas naturale nel mercato finale (Scope 3,"categoria utilizzo prodotti venduti")	2 °C, certificato SBTi	> Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) > Ottimizzazione del portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali)
Lungo termine (2050)	**~0** gCO_{2eq}/kWh entro il 2050	**100%** emissioni GHG Scope 1[1][3]	1,5 °C[2]	> Puntare all'eliminazione graduale della capacità termica e a raggiungere un mix energetico rinnovabile al 100%

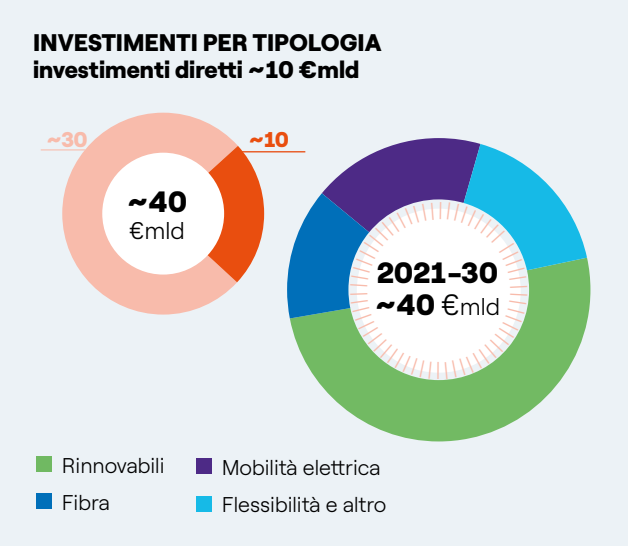
(1) Anche se Enel monitora costantemente le emissioni Scope 2 e si impegna attivamente per la loro riduzione, il Gruppo non ha fissato uno specifico target di riduzione, in quanto rappresentavano meno del 4% delle emissioni di Scope 1 e Scope 2 totali nel 2017 (anno base del target certificato da SBTi). Pertanto sono considerati marginali e rientrano nei criteri di esclusione secondo la metodologia SBTi, che fissa un margine del 5% sulle emissioni totali di Scope 1 e Scope 2.

(2) Il target non ha potuto essere validato ufficialmente da SBTi perché "i target devono coprire un minimo di 5 anni e un massimo di 15 anni dalla data in cui il target viene presentato all'SBTi per una convalida ufficiale". Tuttavia soddisfano il percorso di 1,5 °C stabilito dall'SBTi per il settore dei servizi elettrici (approccio di decarbonizzazione settoriale, SDA).

(3) Nel rispetto dell'impegno net-zero del Gruppo, che include sia le emissioni dirette sia quelle indirette, verranno presi in considerazione target puntuali sulle emissioni Scope 2 e Scope 3 in linea con il "Net-Zero Standard" che l'SBTi sta sviluppando.

delle emissioni dirette e allo stesso tempo ripensando in senso ampio il proprio modello di business per intervenire su tutte le altre dimensioni.
Gli investimenti legati alla decarbonizzazione del mix produttivo, insieme a quelli legati alla digitalizzazione e all'efficientamento della rete di distribuzione, nonché all'offerta di nuovi servizi per la promozione dell'elettrificazione dei consumi (come, per es., i servizi di mobilità elettrica o il demand response), contribuiranno tutti alla lotta al cambiamento climatico (SDG 13). Enel prevede infatti che circa il 90% degli investimenti consolidati nel periodo 2021-2023 sarà diretto al raggiungimento degli obiettivi previsti dall'SDG 7 (Affordable and Clean Energy), dall'SDG 9 (Industry, Innovation and Infrastructure) e dall'SDG 11 (Sustainable Cities and Communities), contribuendo tutti in tal modo alla lotta al cambiamento climatico (SDG 13 - Climate Action). Inoltre, si stima che tali investimenti saranno allineati ai criteri della tassonomia europea in una percentuale compresa tra l'80% e il 90%, visto il sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.
In particolare, si stima che circa il 46% degli investimenti al 2030 relativi all'Ownership business model sia dedicato al business Infrastrutture e Reti con l'obiettivo di ottenere miglioramenti in termini di qualità del servizio e resilienza delle reti, di aumentare il numero di connessioni e di migliorare il livello di digitalizzazione dell'infrastruttura. Grazie a tali iniziative, il Gruppo prevede di ampliare il numero di utenti finali a circa 90 milioni, tutti dotati di contatori intelligenti, dagli attuali 74 milioni, di cui il 60% dotato di contatori intelligenti. La RAB (Regulatory Asset Base) del Gruppo raggiungerà 70 miliardi di euro circa nel 2030, in aumento di circa il 70% rispetto ai livelli attuali (circa 42 miliardi di euro). Questi risultati beneficeranno di dimensioni operative uniche, di un'elevatissima competenza nella digitalizzazione e del significativo valore della proprietà intellettuale. L'utilizzo estensivo delle piattaforme digitali nella gestione di asset e utenti finali dovrebbe comportare una riduzione delle Opex unitarie per utente di circa il 27% in termini reali rispetto al valore del 2020.

La parte restante degli investimenti relativi all'Ownership business model, circa il 5%, sarà dedicata al settore Clienti, e si prevede che produrrà, nel 2030, un netto incremento del customer value, ovverosia il margine lordo annuo per cliente. Il Gruppo avrà un ruolo abilitante nel processo di elettrificazione, accelerando il percorso dei clienti verso la sostenibilità e l'efficienza energetica, unendo un'offerta tradizionale a servizi "beyond commodity". Tale attività trarrà vantaggio dalla più grande base clienti a livello globale, dalle piattaforme digitali e da un crescente portafoglio integrato di offerte. La strategia del Gruppo comprenderà tutti segmenti: B2C (Business to Customer), B2B (Business to Business) e B2G (Business to Government).



Per quanto concerne il modello di business di Stewardship, nel periodo 2021-2030 il Gruppo prevede di investire direttamente 10 miliardi di euro circa, mobilitando al contempo circa 30 miliardi di euro provenienti da terze parti, per un investimento totale di circa 40 miliardi di euro, principalmente nelle energie rinnovabili, nella fibra, nella mobilità elettrica e nei servizi di flessibilità.
In particolare, nel settore Clienti, i due modelli di business promuoveranno il valore del cliente in tutti i segmenti mediante pacchetti di offerte combinate:

- nel segmento B2C il Gruppo promuoverà l'elettrificazione della base clienti mediante un'offerta integrata di energia e di servizi offerti da Enel X. Si prevede che i volumi di elettricità venduti nel mercato libero in Europa aumentino di 2,5 volte rispetto al 2020, raggiungendo circa 100 TWh nel 2030 rispetto ai 39 TWh nel 2020;
- nel segmento B2B, dove il Gruppo mira ad assumere il ruolo di partner energetico leader di aziende globali e locali nel loro cammino verso la sostenibilità e l'efficienza energetica, offerte tradizionali, quali i PPA, saranno abbinate a nuovi servizi, fra cui i servizi di flessibilità, di soluzioni per la mobilità elettrica, di miglioramento di circolarità. Si prevede che il margine lordo del Gruppo nelle attività B2B in Europa raggiunga 1,9 miliardi di euro nel 2030, rispetto a circa 1,1 miliardi di euro nel 2020, trainato dai servizi "beyond commodity";
- nel segmento B2G il Gruppo affiancherà le amministrazioni delle città verso il conseguimento di ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione e di sostenibilità di lungo termine, mediante l'elettrificazione del trasporto pubblico, integrando l'offerta con servizi di mobilità digitale (quali city analytics), illuminazione intelligente e altri servizi avanzati. Nel 2030 il Gruppo prevede di aumentare il numero degli autobus elettrici a oltre 10.000 (+12 volte rispetto al 2020), mentre si prevede che i punti di illuminazione pubblica supereranno i 4 milioni nel 2030 dai 2,8 milioni nel 2020

(+1,5 volte). Inoltre, si prevede che i punti di ricarica per i veicoli elettrici aumentino a oltre 4 milioni e che si registri una crescita delle soluzioni di demand response di oltre 3 volte, a circa 20 GW rispetto ai 6 GW circa nel 2020.

In maniera trasversale sui segmenti, la progressiva digitalizzazione dei rapporti con i clienti, supportata dall'evoluzione delle piattaforme digitali di gestione, dovrebbe comportare una cospicua riduzione dei costi in termini reali.

La visione strategica di un'azione fondata sulla sostenibilità e integrata su tutta la catena del valore viene ripagata da un crescente aumento del valore generato dal Gruppo in linea col paradigma strategico "sostenibilità = valore"; si prevede infatti che l'EBITDA ordinario del Gruppo crescerà in termini di CAGR del 5%-6% a fronte di una crescita dell'utile netto ordinario del 6%-7% in termini di CAGR tra il 2020 e il 2030.

Promuovendo i processi di decarbonizzazione, elettrificazione e migrazione su piattaforma, il Gruppo prevede anche di creare valore condiviso e sostenibile per tutti gli stakeholder. Alcuni esempi:

- oltre 240 miliardi di euro di prodotto interno lordo nei Paesi di presenza del Gruppo, mediante investimenti locali in decarbonizzazione ed elettrificazione;
- un livello di tre volte superiore nella qualità del servizio, con l'indice di durata media delle interruzioni del sistema (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) che scenderà a circa 100 minuti nel 2030 dai 258,9 minuti nel 2020.

La centralità delle persone è uno dei pilastri della strategia sostenibile di Enel.

Il Gruppo Enel promuove la crescita economica e sociale delle comunità locali in cui opera, rafforzando il proprio impegno a supporto di uno sviluppo sostenibile: 5 milioni di beneficiari di un'istruzione di qualità nel periodo 2015-2030 (SDG 4); 20 milioni di beneficiari per quanto riguarda l'energia pulita e accessibile nel periodo 2015-2030 (SDG 7.1); 8 milioni di beneficiari in termini di lavoro dignitoso e crescita economica duratura, inclusiva e sostenibile nel periodo 2015-2030 (SDG 8).

Grande attenzione è dedicata alle persone che lavorano in azienda, attraverso la definizione di piani che mirano a rafforzarne ruoli e competenze e a fornire gli strumenti per la gestione della transizione energetica, mediante obiettivi chiari e precisi in termini di valutazione delle performance e di clima aziendale, promozione di programmi di upskilling e reskilling nonché lo sviluppo di competenze digitali. Il Gruppo, inoltre, si pone l'obiettivo di promuovere la diversità e l'inclusione consolidando al 2023 il raggiungimento del 50% di donne coinvolte nei processi di selezione.

Obiettivi e azioni concrete confermate anche dalla sottoscrizione a luglio 2019 dell'impegno promosso dalle Nazioni Unite sulla "just transition".

Continua l'attenzione costante alla salute e sicurezza sul lavoro, alla promozione di una catena di fornitura sostenibile, a una struttura di governance sempre più integrata e a una gestione ambientale basata sulla riduzione delle emissioni in atmosfera, sui consumi di acqua e sulla promozione della biodiversità.

Infine, una trasformazione tecnologica non può prescindere da una grande attenzione alla cyber security, nell'ambito della quale il Gruppo conferma ed estende i propri obiettivi di diffusione delle più avanzate soluzioni e delle relative azioni di verifica (ethical hacking, vulnerability assessment e cyber exercise che coinvolgono impianti e siti industriali), nonché di sensibilizzazione in merito alla cultura della sicurezza informatica.

Il nuovo Piano Industriale 2021-2023

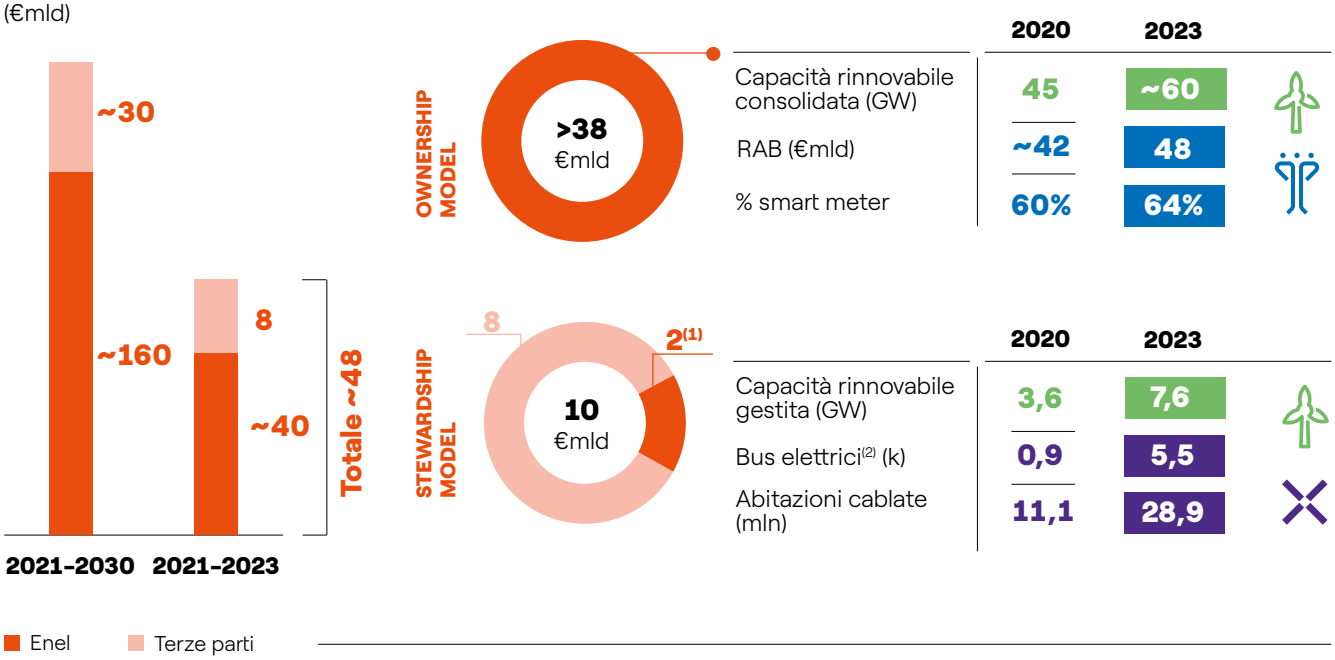
All'interno delle più ampie ambizioni espresse per il posizionamento del Gruppo al 2030, il Piano Industriale 2021-2023 si pone idealmente come primo passo di un percorso di crescita che abbraccia tutto il decennio. L'effetto delle ambizioni descritte sul Piano Strategico di lungo termine si traduce in un decisivo aumento degli investimenti sia diretti sia indiretti mirati a consentire l'accelerazione dei trend di decarbonizzazione ed elettrificazione.

Nel periodo 2021-2023 il Gruppo prevede di investire direttamente circa 40 miliardi di euro, di cui 38 miliardi di euro attraverso il modello di business di Ownership prevalentemente nella crescita delle reti e delle rinnovabili e circa 2 miliardi di euro in quello di Stewardship, mobilitando al contempo 8 miliardi di euro di terze parti. Tali investimenti saranno destinati allo sviluppo delle energie rinnovabili, della fibra, della mobilità elettrica e dei sistemi di flessibilità.

Questo incremento di investimenti, pari a circa il 36% rispetto al piano precedente, anche in considerazione delle analisi effettuate circa i diversi scenari di transizione possibili nei Paesi di presenza, metterà il Gruppo in una condizione di vantaggio rispetto a eventuali accelerazioni nelle dinamiche di transizione energetica.

Si prevede che quasi il 90% dei 38 miliardi di euro di in-

INVESTIMENTI MOBILITATI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA
(€mld)



(1) Include le equity injection. (2) Include e-bus gestiti e in leasing.

vestimenti nel modello di business di Ownership venga destinato a reti e rinnovabili, per un totale di 33 miliardi di euro nei tre anni, con la restante parte che verrà allocata ai business del retail e generazione convenzionale. Si prevede che i 2 miliardi di euro di investimenti riconducibili al modello di business di Stewardship siano diretti allo sviluppo delle energie rinnovabili, alla fibra, all'e-mobility e ai sistemi di flessibilità.

Come anticipato, oltre il 90% degli investimenti di Enel su base consolidata saranno in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG). Inoltre, in linea con le stime iniziali di Enel, tra l'80% e il 90% degli investimenti su base consolidata sarà allineato ai criteri della tassonomia europea grazie al sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

Con riferimento al business delle energie rinnovabili:

- nel quadro del modello di business di Ownership, il Gruppo prevede di investire un totale di 16,8 miliardi di euro, di cui 15,7 miliardi di euro per lo sviluppo di oltre 15,4 GW di nuova capacità, principalmente in Paesi con presenza integrata;
- nel quadro del modello di business di Stewardship, il Gruppo prevede di mobilitare un totale di 3,8 miliardi di euro, di cui 500 milioni di euro in investimenti diretti e 3,3 miliardi di euro provenienti da terze parti. Tale investimento porterà a 4,1 GW di nuova capacità.

Gli investimenti in entrambi i modelli di business permetteranno al Gruppo di costruire circa 19,5 GW di nuova capacità rinnovabile nei tre anni di Piano.

In conseguenza della strategia di decarbonizzazione che il Gruppo sta implementando, le emissioni Scope 1 di CO_2 (gCO_{2eq}/kWh) diminuiranno già di oltre il 30% tra il 2020 e il 2023, accompagnando in maniera coerente il Gruppo verso il raggiungimento del suo obiettivo di decarbonizzazione science-based di riduzione dell'80% delle emissioni di gas serra nel 2030 rispetto ai livelli del 2017, oltre all'obiettivo di piena decarbonizzazione al 2050.

Si prevede che l'EBITDA ordinario di Global Power Genera-

	2020	2023
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE (1)	45 GW	60 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE (2)	54 %	65 %
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA CARBONE (2)	10,6 %	1 %
EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA SCOPE 1 SPECIFICHE	214 gCO_{2eq}/kWh	148 gCO_{2eq}/kWh

(1) Si precisa che la potenza efficiente installata netta rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 48,6 GW al 31 dicembre 2020 e a 45,8 GW al 31 dicembre 2019.

(2) Incidenza percentuale della capacità rinnovabile e del carbone sulla capacità consolidata nell'ipotesi che le uscite degli impianti a carbone siano autorizzate dalle autorità competenti nei tempi previsti dal Gruppo.

tion raggiunga circa 7,7 miliardi di euro nel 2023, in aumento dell'11% rispetto ai circa 7 miliardi di euro nel 2020. Tale crescita sarà trainata dal business delle rinnovabili, il cui EBITDA ordinario è atteso a circa 6,5 miliardi di euro nel 2023 (+1,8 miliardi di euro rispetto ai circa 4,7 miliardi di euro nel 2020), a fronte di un calo dell'EBITDA ordinario della generazione termica a circa 1,2 miliardi di euro nel 2023, dai circa 2,2 miliardi di euro nel 2020.

Nel business Infrastrutture e Reti, il Gruppo prevede di investire 16,2 miliardi di euro nel triennio, portando l'investimento medio annuo a circa 5,4 miliardi di euro. Di questi, il 65% sarà dedicato a miglioramenti della qualità del servizio e della resilienza delle reti, il 23% circa a nuove connessioni e il 12% circa alla digitalizzazione. Si prevede, inoltre, che l'accelerazione degli investimenti produca una crescita della RAB di Gruppo del 14%, raggiungendo circa 48 miliardi di euro nel 2023 (da circa 42 miliardi di euro nel 2020).

A livello operativo, si prevede che gli utenti finali aumenteranno a circa 77 milioni nel 2023, di cui il 64% dotato di contatore intelligente, da circa 74 milioni nel 2020 (di cui il 60% dotato di contatore intelligente). Inoltre, si prevede che, in termini di qualità, l'indice SAIDI e l'indice di frequenza media di interruzione del sistema (SAIFI - System Average Interruption Frequency Index) diminuiscano rispettivamente del 12% e del 14%. Pertanto, si prevede che le reti del Gruppo diventino più efficienti, a fronte di un rapporto netto Opex/utenti che scenderà a circa 34 euro nel 2023, da circa 41 euro nel 2020 (pari a una riduzione del 17%).

Si prevede che l'EBITDA ordinario di Infrastrutture e Reti si attesti a circa 9,5 miliardi di euro a fine 2023, con un incremento del 23% rispetto ai circa 7,7 miliardi di euro nel 2020, potendo contare anche sugli efficientamenti legati all'implementazione delle piattaforme operative.

Il restante importo è associato al business Clienti, dove si prevede che il valore dei clienti B2C aumenti di circa il 28% a fronte di un incremento del 45% circa di quello dei clienti B2B, grazie all'epansione del portafoglio dei clienti liberi e ai trend di elettrificazione dei consumi energetici che promuoveranno la domanda di servizi "beyond commodity".
Nel segmento B2C si prevede che i volumi delle vendite nel mercato libero in Europa aumentino del 55% (dai circa 39 TWh nel 2020 a circa 62 TWh nel 2023). Nel segmento B2B, il margine lordo dovrebbe aumentare da circa 1,1 miliardi di euro nel 2020 a circa 1,4 miliardi di euro nel 2023 (+27%), principalmente grazie ai servizi "beyond commodity". Infine, nel segmento B2G, il Gruppo prevede di continuare ad affiancare i progressi delle città verso la mobilità elettrica, aggiungendo circa 200.000 punti di ricarica pubblici nel 2021-2023 e contribuendo, con investimenti diretti e indiretti, alla messa in circolazione di circa 5.500 autobus elettrici (in aumento di circa 6 volte rispetto al 2020). L'illuminazione stradale dovrebbe salire da 2,8 milioni di punti nel 2020 a circa 3,4 milioni nel 2023 (+21%).

Alla fine dell'arco di Piano, Enel X mira a raggiungere circa 780.000 punti di ricarica pubblici e privati, inclusivi dei punti di interoperabilità, resi disponibili a livello globale, dai circa 186.000 nel 2020 (+4 volte), circa 10,6 GW di capacità di demand response dai 6 GW offerti nel 2020 (+1,8 volte), oltre a 527 MW di capacità di accumulo dai 123 MW nel 2020 (+4,3 volte).
Si prevede che l'EBITDA ordinario associato al business dei Clienti raggiungerà 4,5 miliardi di euro a fine 2023, rispetto ai 3,4 miliardi di euro del 2020, con un contributo di circa 500 milioni di euro del B2C, di circa 400 milioni di euro del B2B e di circa 100 milioni di euro del B2G; gli efficientamenti, trainati da una piattaforma operativa che unifica e digitalizza le attività per i clienti, contribuiranno all'EBITDA ordinario del 2023 per circa 300 milioni di euro.

A livello di Gruppo, gli effetti aggregati dei modelli di business di Ownership e Stewardship impatteranno in modo sostanziale sulla creazione di valore, con un EBITDA ordinario che si prevede raggiunga nel 2023 un valore compreso tra i 20,7 e i 21,3 miliardi di euro, con un CAGR del 5%-6%. Al contempo, si prevede che l'utile netto ordinario si collochi tra i 6,5 e i 6,7 miliardi di euro nel 2023, con un CAGR tra l'8% e il 9%. Il Gruppo prevede di conseguire tali risultati grazie a una continua ottimizzazione della gestione finanziaria di Enel, e in modo particolare grazie all'aumento delle fonti di finanziamento sostenibili, con conseguente riduzione del costo dell'indebitamento.

OBIETTIVI FINANZIARI

	2020	2021	2022	2023	CAGR 2020-2023
EBITDA ordinario (€mld)	17,9	18,7-19,3	19,7-20,3	20,7-21,3	+5%/+6%
Utile netto ordinario (€mld)	5,2	5,4-5,6	5,9-6,1	6,5-6,7	+8%/+9%

Si prevede che l'indebitamento netto del Gruppo raggiunga i 57-58 miliardi di euro alla fine del 2023, guidato dall'accelerazione degli investimenti. In termini di metriche creditizie:

- il rapporto FFO/Net debt è previsto al 26% nel 2023, rispetto al 25% del 2020, guidato dal miglioramento della cash conversion;
- il rapporto Net debt/EBITDA ordinario del Gruppo si attende nel 2023 pari a 2,7 volte;
- grazie alla strategia di finanziamento sostenibile che il Gruppo sta implementando, si prevede che il costo dell'indebitamento lordo di Gruppo raggiunga il 3,3% alla fine dell'arco di Piano, rispetto al 3,7% di fine 2020.

Attualmente le fonti di finanziamento sostenibile, comprese le emissioni obbligazionarie sustainability-linked, i green bond e i sustainable loan, rappresentano circa un terzo dell'indebitamento lordo totale di Gruppo. Si prevede che l'incidenza di tali fonti sul debito lordo totale aumenti a circa il 50% nel 2023 e a oltre il 70% nel 2030, in quanto il Gruppo mira a rifinanziare progressivamente le emissioni in scadenza e raccogliere nuovi fondi tramite strumenti sostenibili.

Il costo del debito delle emissioni obbligazionarie sustainability-linked del Gruppo è in media di circa 15-20 punti base inferiore alle emissioni obbligazionarie convenzionali, un livello che si prevede porterà a una riduzione del costo dell'indebitamento di Enel.

Enel ha definito una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante. Gli azionisti riceveranno un dividendo fisso per azione (DPS) garantito nel prossimo triennio con un CAGR del 6% circa.

La solidità del nostro business model, unita alla fiducia nella capacità di conseguire gli obiettivi strategici, ha consentito a Enel di definire un dividendo per azione fisso garantito crescente nel periodo di Piano, che raggiungerà 0,43 euro/azione nel 2023.

DPS

Creazione di valore	2020	2021	2022	2023	CAGR 2020-2023
Dividendo per azione (€)	0,358	0,38	0,40	0,43	~6%

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Il contesto macroeconomico

La pandemia globale da COVID-19, diffusasi a partire dal primo trimestre del 2020, e le conseguenti misure restrittive implementate dai vari Governi hanno generato una recessione senza precedenti nella storia recente, misurabile in termini di una contrazione del PIL mondiale attorno al 3,7% su base annuale nel 2020.

A tal riguardo le misure volte al contrasto di tale recessione messe in atto dai Paesi avanzati si sono sostanziate in supporti di vario genere ai diversi settori produttivi, al mercato del lavoro e alla domanda interna, nonché in misure di politica monetaria e fiscale ultra-espansive.

	MISURE ECONOMICHE
Cina	> Rigorose misure restrittive a inizio pandemia e una forte resilienza dell'economia supportata principalmente da un'elevata spesa nelle infrastrutture
Stati Uniti	> Politiche fiscali espansive a supporto delle famiglie e delle aziende > Taglio del tasso di interesse principale allo 0-0,25% e programma di acquisto titoli da parte della Federal Reserve
Eurozona	> Ingenti sussidi governativi e altre misure di supporto al mercato del lavoro > Tassi di interesse principali presso la Banca Centrale Europea invariati e fissi fino al raggiungimento del tasso di inflazione obiettivo del 2% (il tasso di interesse sulle operazioni di rifinanziamento principali allo 0% e il tasso sui depositi presso la BCE negativo di 50 punti base) > Programma di acquisto di titoli per l'emergenza pandemica (PEPP) per 1,85 trilioni di euro > Piano di recupero da 750 miliardi di euro di finanziamenti (Next Generation EU) suddivisi in prestiti (360 miliardi di euro) e sussidi (quasi 390 miliardi di euro)
Regno Unito	> Sussidi *ad hoc* al mercato del lavoro, Coronavirus Job Retention Scheme, e politiche monetarie e fiscali ultra-espansive

In America Latina, tra le aree più colpite al mondo, l'andamento macroeconomico è stato fortemente impattato dalla crisi pandemica e le diverse risposte dei singoli Governi hanno delineato un quadro eterogeneo:

> in Argentina la pandemia ha ulteriormente esacerbato i problemi strutturali di crescita e stabilità fiscale (PIL -10%) già esistenti, cui si aggiungono i dubbi sulle trattative in corso con il Fondo Monetario Internazionale per la ristrutturazione del debito pubblico, che pesano sulla ripresa;

> l'economia cilena è stata tra le più resilienti dell'America Latina grazie al suo ampio grado di apertura, con le esportazioni trainate dalla ripresa cinese. Persistono tuttavia dubbi sulle prospettive di crescita legati alla forte incertezza politica;

> in Brasile, l'ampio programma di sostegno alle famiglie ha evitato una dura recessione, ma ha gravato sulla solidità economica e fiscale del Paese con un deficit stimato di oltre il 15% del PIL. Per il 2021 le proiezioni restano positive date le ampie riserve valutarie e la bassa esposizione a pagamenti verso l'estero;

> in Colombia, nonostante la gravità delle conseguenze della crisi pandemica (PIL -7,5%), le aspettative per il 2021 sono in rialzo data la ripresa del comparto petrolifero e l'assenza di instabilità politica nel medio termine;

> nonostante il Perù sia stato tra i Paesi più colpiti (PIL -12%), la sua buona posizione fiscale e finanziaria, unitamente a un rialzo dei prezzi dei minerali, pone il Paese tra i favoriti nell'area per una forte ripresa economica nel breve termine, nonostante l'instabilità politica collegata alle future elezioni del prossimo aprile possa potenzialmente comprometterla.

In linea generale, nonostante le prospettive di una futura uscita nel 2021 dalla crisi pandemica siano migliorate grazie ai progressi sullo sviluppo e una prima distribuzione dei vaccini, persiste a oggi un generale stato d'incertezza legato alla diffusione di nuovi contagi e a possibili nuove misure restrittive, la cui definitiva eliminazione dipende significativamente dal percorso di vaccinazione su scala mondiale.

PIL E INFLAZIONE [1]

%

	PIL		Inflazione		
	2020	2019	2020	2019	2020-2019
Italia	**-9,0**	**0,3**	**-0,1**	**0,6**	**-0,7**
Spagna	-11,1	2,0	-0,3	0,7	-1,0
Portogallo	-8,3	2,2	-	-	-
Grecia	-9,6	1,6	-	-	-
Argentina	-10,5	-2,1	42,0	53,5	-11,5
Romania	-5,3	4,2	2,6	3,8	-1,2
Russia	-3,8	1,3	3,4	4,5	-1,1
Brasile	-4,4	1,4	3,3	3,7	-0,4
Cile	-6,1	1,0	3,0	2,3	0,7
Colombia	-7,5	3,3	2,5	3,5	-1,0
Messico	-8,7	-	3,4	3,6	-0,2
Perù	-11,3	2,2	1,8	2,1	-0,3
Canada	-5,5	1,9	0,8	2,0	-1,2
Stati Uniti	-3,5	2,2	1,2	1,8	-0,6
Sudafrica	-7,3	0,2	3,3	4,1	-0,8
India	-	-	6,8	3,7	3,1

(1) I valori di PIL e inflazione sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e saranno soggetti a revisioni da parte degli istituti di statistica nazionali nei prossimi mesi.

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.

TASSI DI CAMBIO

	2020	2019	2020-2019
Euro/Dollaro americano	1,14	1,12	1,79%
Euro/Sterlina britannica	0,89	0,88	1,14%
Euro/Franco svizzero	1,07	1,11	-3,60%
Dollaro americano/Yen giapponese	107	109	-1,83%
Dollaro americano/Dollaro canadese	1,34	1,33	0,75%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,45	1,44	0,69%
Dollaro americano/Rublo russo	72,29	62,99	14,76%
Dollaro americano/Peso argentino	70,68	48,17	46,73%
Dollaro americano/Real brasiliano	5,16	3,94	30,96%
Dollaro americano/Peso cileno	791,61	702,85	12,63%
Dollaro americano/Peso colombiano	3.693	3.280	12,59%
Dollaro americano/Sol peruviano	3,50	3,34	4,79%
Dollaro americano/Peso messicano	21,48	19,25	11,58%
Dollaro americano/Lira turca	7,02	5,68	23,59%
Dollaro americano/Rupia indiana	74,08	70,42	5,20%
Dollaro americano/Rand sudafricano	16,46	14,45	13,91%

La riforma IBOR

La riforma IBOR si riferisce a una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse da parte degli enti regolatori a seguito di vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo. Tale riforma include la sostituzione di alcuni indici di riferimento, ivi inclusi l'Euribor e il LIBOR, con tassi di riferimento alternativi privi di rischio.
Per i dettagli circa la riforma degli indici IBOR e le risultanze delle analisi condotte dal Gruppo si rimanda alla nota 47.1 del Bilancio consolidato.

Il settore dell'energia

Il contesto energetico - commodity

Nel corso del 2020 il mercato petrolifero è stato soggetto a una forte volatilità, con un primo trimestre in cui si è assistito al crollo dei prezzi, in gran parte a causa della pandemia, poi parzialmente riassorbitosi nella seconda parte dell'anno, grazie alla graduale riapertura delle principali economie mondiali e ai forti tagli alla produzione da parte dell'OPEC. All'inizio di dicembre, i prezzi del Brent e del WTI hanno raggiunto i livelli più alti da marzo, grazie soprattutto alle aspettative di ripresa della domanda, trainate dai vaccini e dalla decisione dell'ultimo OPEC meeting di aumentare la produzione da gennaio 2021, limitando la caduta del petrolio a una riduzione del 33% circa rispetto ai livelli del 2019.

Anche il mercato del gas è stato contraddistinto da una forte volatilità nel corso del 2020, con un primo semestre caratterizzato da un ribasso del 50% dei prezzi su tutti i principali hub europei rispetto al 2019, messi sotto pressione anche da livelli di stoccaggio record, offerta resiliente e clima mite. Le restrizioni alla mobilità conseguenti alla pandemia e la pressione di un mercato già in evidente oversupply hanno invece portato a una contrazione della domanda di gas europea del 5%.
Nel secondo semestre del 2020 la domanda di gas si è ripresa grazie alla bassa generazione a carbone e nucleare in Europa, ai ridotti flussi dalla Russia, al calo dell'import di GNL e al recupero della domanda asiatica, nonché a una maggiore domanda di gas per riscaldamento, che hanno riportato i prezzi in linea con le medie del 2019, anche se ampiamente sotto i livelli medi annuali del 2017 e 2018.

		2020	2019	2020-2019
Brent	$/bbl	43	64	-32,8%
API2	$/t	50	61	-18,0%
TTF	€/MWh	9	14	-35,7%
CO_2	€/t	25	25	-



Le quotazioni dell'ETS CO_2 hanno dimostrato ottima resilienza, rimanendo stabili nell'intorno dei 25 €/t e assorbendo rapidamente lo shock iniziale di marzo e maggio, mesi in cui la prima ondata di contagi ha provocato un momentaneo ritorno in area 15/20 €/t.

Le recenti conferme da parte della Commissione Europea circa il ruolo centrale dell'ETS nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e neutralità climatica sostengono il mercato lasciando i prezzi su un percorso di graduale crescita verso l'equilibrio di lungo termine.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA [1] [2]
TWh

	2020	2019	2020-2019
Italia	**303**	**320**	**-5,3%**
Spagna	236	249	-5,2%
Romania	59	62	-4,8%
Russia [3]	779	802	-2,9%
Argentina	132	133	-0,8%
Brasile	587	594	-1,2%
Cile	78	77	1,3%
Colombia	70	72	-2,8%
Perù	49	53	-7,5%
Stati Uniti	3.651	3.750	-2,6%

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

L'anno appena trascorso è stato particolarmente negativo per i consumi elettrici a causa dell'insorgere della pandemia da COVID-19 a partire da marzo, con Belgio, Regno Unito, Italia, Spagna e Francia i Paesi più colpiti, con cali sulla domanda dovuti alla pandemia pari al 5%-6% rispetto al 2019.
In Italia e Spagna, in particolar modo, il calo della domanda elettrica è stato rispettivamente del 5,3% e del 5,2%. Osservando le dinamiche a livello settoriale, notiamo come in Spagna il calo della domanda di energia è tornata ai livelli pre-COVID nel settore industriale, mentre la domanda di servizi è ancora ampiamente in calo.
Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica



ha subíto un'importante flessione in Perù (-7,5%), a causa della prolungata chiusura delle attività minerarie, e in Colombia (-2,8%), dove ha pesato l'interruzione di attività delle industrie di grandi e medie dimensioni. Più contenuto il calo in Brasile, grazie a misure restrittive più localizzate e non estese a livello nazionale, e in Argentina, pari rispettivamente a circa -1,2% e -0,8%. Il Cile ha invece registrato un seppur lieve incremento del +1,3%.

I prezzi dell'energia elettrica

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

	Prezzo medio baseload 2020 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2020-2019	Prezzo medio peakload 2020 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2020-2019
Italia	**38,9**	-25,6%	**51,4**	-11,8%
Spagna	31,9	-32,8%	43,7	-14,5%

ANDAMENTO PREZZI NEI PRINCIPALI MERCATI [1]

Centesimi di euro/kWh

	2020	2019	2020-2019
Mercato finale (residenziale) [2]			
Italia	0,1382	0,1430	-3,4%
Romania	0,1045	0,1004	4,1%
Spagna	0,1178	0,1324	-11,0%
Mercato finale (industriale) [3]			
Italia	0,0609	0,0785	-22,4%
Romania	0,0757	0,0715	5,9%
Spagna	0,0519	0,0651	-20,3%

(1) I valori sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e potrebbero essere soggetti a revisioni da parte dei TSO nei prossimi mesi.
(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(3) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.
Fonte: Eurostat.

I mercati del gas naturale

DOMANDA DI GAS NATURALE

Miliardi di m^3

	2020	2019	2020-2019	
Italia	**70**	**73**	**(3)**	**-4,1%**
Spagna	31	34	(3)	-8,8%

La crisi dovuta al COVID-19 e un inverno eccezionalmente mite nell'emisfero settentrionale hanno spinto la domanda globale di gas verso il suo più grande declino, anno su anno, nella storia (-4% secondo le ultime stime dello IEA).
In Europa la domanda di gas è diminuita in media del 5% nel 2020, con la maggior parte del calo nel secondo trimestre. Tra i Paesi maggiormente colpiti figurano la Spagna (-8,8%), con un calo principalmente dovuto al termoelettrico (-20%) e al residenziale (-12%), la Francia, il Regno Unito e in ultimo la Germania.

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Miliardi di m^3

	2020	2019	2020-2019	
Reti di distribuzione	31	32	(1)	-3,1%
Industria	13	14	(1)	-7,1%
Termoelettrico	25	26	(1)	-3,8%
Altro [1]	1	1	-	-
Totale	**70**	**73**	**(3)**	**-4,1%**

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

In Italia il calo della domanda rispetto al 2019 è stato pari al -4,1%, particolarmente forte nel termoelettrico (-3,8%) e nell'industriale (-7,1%), meno marcato nelle reti di distribuzione (-3,1%) grazie al maggior consumo nell'ultimo trimestre (+14% anno su anno) dovuto alla richiesta di riscaldamento.

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, che a giugno 2017 ha pubblicato specifiche raccomandazioni sulla rendicontazione volontaria dell'impatto finanziario derivante dai rischi climatici. 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 2020.

Il Gruppo Enel è impegnato a implementare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21) per contenere l'aumento medio della temperatura globale al 2100 al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e per continuare a limitare tale aumento a 1,5 °C.

Inoltre Enel, in qualità di firmataria della campagna "Business Ambition for 1.5 ºC" promossa dalle Nazioni Unite e da altre istituzioni, si impegna a fissare un obiettivo a lungo termine per raggiungere zero emissioni nette lungo la catena del valore entro il 2050, insieme a target basati su evidenze scientifiche in tutti gli ambiti pertinenti e in linea con i criteri e le raccomandazioni della Science Based Targets initiative (SBTi).

Nel 2020, la roadmap di decarbonizzazione di Enel è stata aggiornata per cogliere l'accelerazione sullo sviluppo delle rinnovabili e sulla riduzione della capacità termica prevista nel nuovo Piano Strategico 2021-2023 e nelle ambizioni 2030 presentate nel Capital Markets Day 2020, fissando i seguenti obiettivi in linea con l'Accordo di Parigi.

ORIZZONTE TEMPORALE		OBIETTIVO DI RIDUZIONE DI GAS SERRA (GHG)
Breve termine	**2023**	> Emissioni dirette Scope 1 a 148 gCO_{2eq}/kWh (-32% rispetto al 2020)
Medio-lungo termine	**2030**	> Emissioni dirette Scope 1 a 82 gCO_{2eq}/kWh (-80% rispetto al 2017 coerente con un percorso 1,5 °C certificato SBTi) > Riduzione del 16% delle emissioni indirette Scope 3, associate al consumo di gas da parte dei clienti finali rispetto al 2017
Lungo termine	**2050**	> Piena decarbonizzazione del proprio mix energetico

Questa accelerazione nella riduzione delle emissioni di gas serra risponde inoltre all'appello effettuato dal gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) nel contesto del rafforzamento della risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici. L'appello, inserito nella relazione speciale IPCC, mette in guardia sugli impatti del riscaldamento globale di 1,5 °C al di sopra dei livelli preindustriali e sui relativi percorsi globali di emissione di gas a effetto serra.

Dallo scenario alle decisioni strategiche

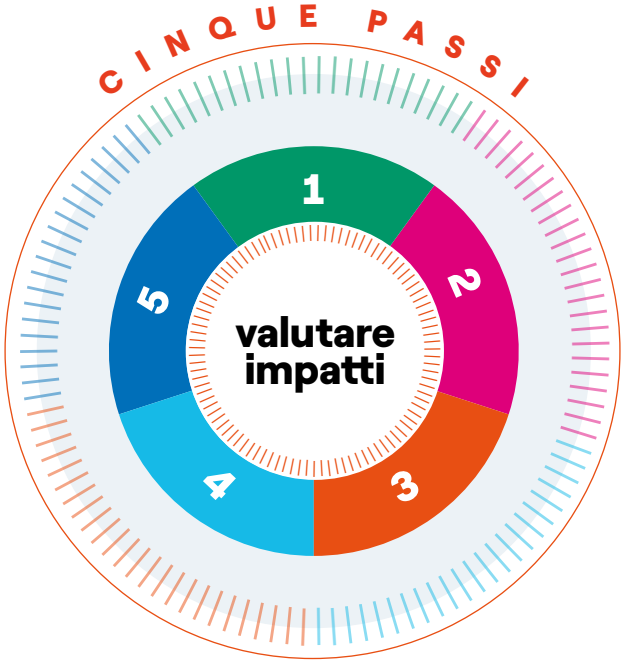
Il Gruppo sviluppa scenari di breve, medio e lungo termine, in ambito energetico e macroeconomico finanziario, al fine di supportare l'attività di pianificazione strategica e industriale, e la valutazione degli investimenti e delle operazioni straordinarie. In tali scenari il ruolo del cambiamento climatico è sempre più importante e produce effetti analizzabili in termini di:

- fenomeni acuti (ondate di calore, alluvioni, uragani ecc.) e il loro potenziale impatto sugli asset industriali;
- 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 della produzione degli impianti e una modifica dei profili di consumo dell'energia elettrica nei settori residenziale e commerciale;
- transizione dei diversi settori industriali e di business verso un'economia verde caratterizzata da un livello di emissioni di gas climalteranti sempre più basso.

Le tematiche connesse ai trend futuri delle variabili climatiche (in termini di fenomeni acuti e cronici) definiscono il cosiddetto "scenario fisico", mentre i temi della transizione industriale ed economica verso soluzioni che possano ridurre le concentrazioni di CO_2 in atmosfera sono gli elementi caratteristici dello "scenario di transizione". Gli scenari sono costruiti nell'ottica di un framework complessivo che assicuri la coerenza tra le proiezioni climatiche e le assunzioni di transizione, all'interno del quale valutare i fenomeni individuati nel breve, medio e lungo periodo.

L'adozione degli scenari descritti e la loro integrazione nei processi aziendali tiene conto delle linee guida della TCFD ed è un fattore abilitante per la valutazione dei rischi e delle opportunità connessi al cambiamento climatico. Per questo, il Gruppo ha costruito un canale di costante dialogo e collaborazione con esperti in materia di cambiamento climatico, come per esempio l'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste. Inoltre, si è strutturato per gestire gli scenari climatici post downscaling ad alta risoluzione e ha attivato progetti dedicati per sviluppare le competenze necessarie a tradurre la complessità della modellistica climatica in informazioni utili a comprenderne gli effetti, a livello locale, sul business e a supportare le decisioni strategiche.

L'acquisizione e l'elaborazione della grande mole di dati sottostante agli scenari, e l'individuazione delle metodologie e delle metriche necessarie a interpretare fenomeni complessi ad altissima risoluzione, richiedono un continuo dialogo sia con i riferimenti esterni sia con quelli interni. A tale scopo il Gruppo lavora con un approccio a piattaforma, dotandosi di strumenti che garantiscono informazioni solide e accessibili. 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 fenomeni** rilevanti per il business (per es., l'impatto sulla domanda elettrica, ondate di calore)
2. Sviluppo di funzioni **link** tra scenari climatici/di transizione e variabili operative
3. Individuazione dei **trend** degli eventi a partire dai dati di scenario (per es., intensità e frequenza)
4. **Calcolo impatti** (per es., Δ Margini, Danni, Capex)
5. **Azioni strategiche**: definizione e implementazione (per es., capital allocation, piani resilienza)

Lo scenario climatico fisico

Tra le proiezioni climatiche sviluppate dall'IPCC su scala globale, il Gruppo ne ha selezionate tre, caratterizzate da uno specifico livello di emissioni collegato al cosiddetto "Representative Concentration Pathway" (RCP).

SCENARIO	AUMENTO MEDIO DI TEMPERATURA RISPETTO AI LIVELLI PREINDUSTRIALI (1850-1900)
RCP 2.6	**~ +1,5 °C entro il 2100** (l'IPCC stima il 78% di probabilità di restare sotto i +2 °C)(1). Tale scenario viene utilizzato dal Gruppo per l'assessment dei fenomeni fisici e per le analisi che considerano una transizione energetica coerente con obiettivi ambiziosi in termini di mitigazione
RCP 4.5	**~ +2.4 °C entro il 2100**. Tale scenario è stato identificato da Enel come quello più idoneo a rappresentare l'attuale contesto climatico e politico globale e coerente con l'intorno delle stime di incremento di temperatura che considerano le policy correnti e annunciate a livello globale(2)
RCP 8.5	**~ +4.3 °C entro il 2100**. Compatibile con un worst case scenario dove non si attuano particolari misure di contrasto al cambiamento climatico

(1) IPCC Fifth Assessment Report, Working Group 1, "Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility".
(2) Climate Action Tracker Thermometer, stime di riscaldamento globale al 2100 considerando gli attuali "Pledges & Targets" (aggiornamento dicembre 2020).

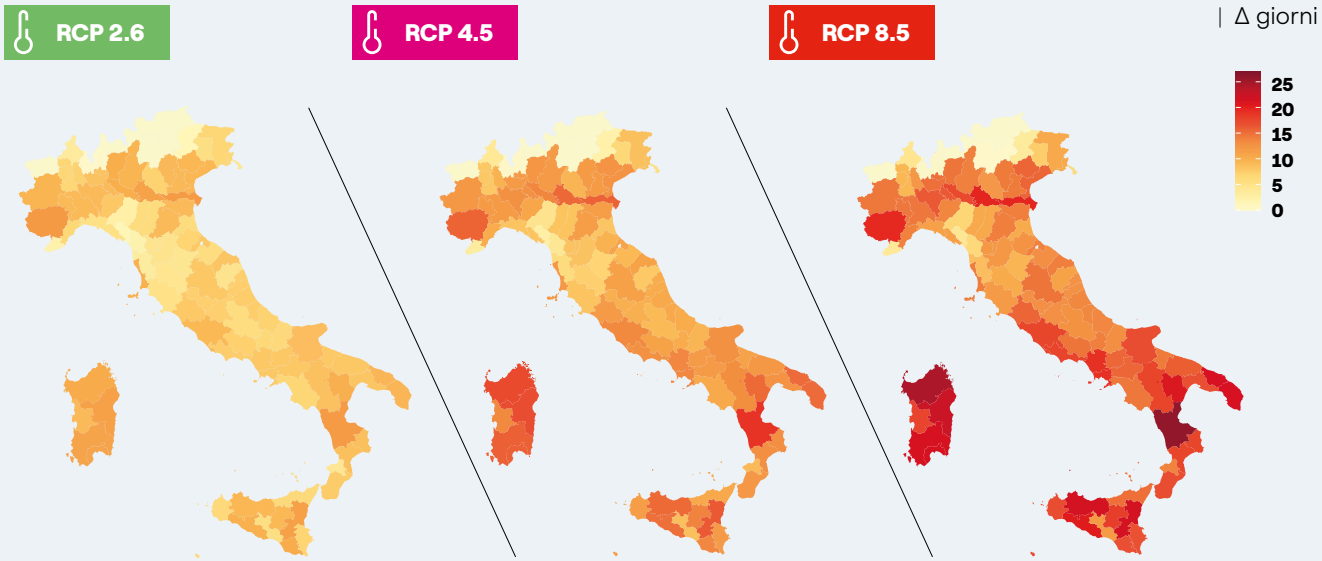
Nelle proiezioni climatiche RCP 8.5 le aree geografiche del Mediterraneo e del Centro/Sud America, subiranno un impatto in termini di incremento di temperatura e di riduzione delle precipitazioni. Tali effetti diverranno probabilmente più marcati nella seconda metà del secolo con un trend crescente fino al 2100. Nello scenario RCP 2.6 vi saranno effetti analoghi, ma di intensità minore, con un trend in rallentamento nella seconda metà del secolo, generando un notevole differenziale tra i due scenari al 2100.

Gli scenari climatici sono globali, quindi, al fine di definirne il loro effetto nelle aree di rilevanza per il Gruppo, come descritto in precedenza, è stata avviata 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^2 a ~100 km^2 e orizzonte temporale 2030-2050. Le principali variabili in questione sono rappresentate da temperatura, precipitazioni di neve e pioggia e radiazione solare. Rispetto all'analisi condotta nel 2019, lo studio corrente si basa non più sull'utilizzo di un solo modello climatico regionale (quello elaborato dall'ICTP) ma sull'unione di tre modelli, selezionati come rappresentativi dell'ensemble di modelli climatici attualmente presenti in letteratura. 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.
In questa fase di studio condotta nel 2020, le proiezioni future sono state analizzate per Italia, Spagna e Brasile, ottenendo, anche grazie all'utilizzo dell'ensemble di modelli, una più definita rappresentazione dello scenario fisico.
Le analisi effettuate sugli scenari fisici hanno considerato sia i fenomeni cronici sia i fenomeni acuti. Alcuni di questi fenomeni richiedono un ulteriore livello di complessità, in quanto dipendono non solo dai trend climatici ma anche dalle specifiche caratteristiche del territorio e necessitano 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 questo strumento, come descritto nella sezione "Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico", è ampiamente consolidato nel Gruppo, che utilizza già 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.

Italia

Fenomeni acuti: le ondate di calore sono state definite in collaborazione con l'ICTP e Infrastructure and Networks per ottenere la descrizione del fenomeno climatico più idonea a caratterizzare l'evento critico per il business. Le condizioni individuate (permanere per almeno cinque giorni consecutivi di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni) sono state ricercate nelle proiezioni al 2030-2050 fornite dall'ICTP, riscontrando un aumento di questo fenomeno sia in termini di frequenza che di distribuzione geografica in tutti gli scenari analizzati. In particolare, si è riscontrato un sensibile peggioramento nello scenario RCP 8.5, soprattutto nelle isole e nelle regioni meridionali del Paese.

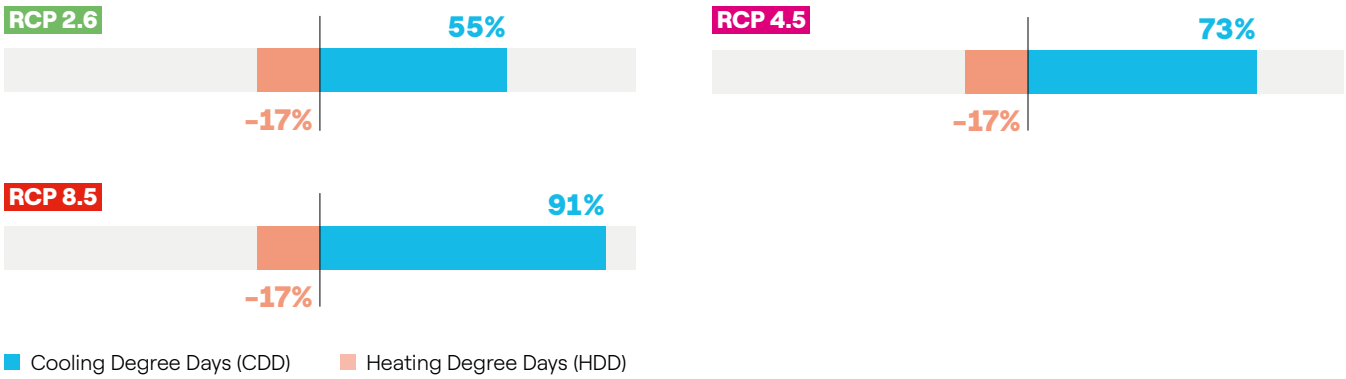
NUMERO MEDIO DI GIORNI ALL'ANNO CARATTERIZZATI DA ONDATE DI CALORE NEI DIVERSI RCP RISPETTO AL VALORE STORICO (1990-2017)



In tali scenari, l'intensità delle piogge e delle nevicate straordinarie subiranno un incremento, ma sono attese con una frequenza in diminuzione rispetto ai dati storici.
Anche il rischio incendio può essere condizionato dal cambiamento climatico. Il Gruppo lo ha analizzato utilizzando il Fire Weather Index (FWI), che tiene conto di fattori quali umidità relativa, precipitazioni, velocità del vento e temperatura. Sono stati selezionati nel periodo 2030-2050 i giorni a rischio estremo(2) e confrontati con quelli nel periodo 1990-2010. In tutti gli scenari analizzati si riscontra un aumento dei giorni a rischio estremo rispetto ai valori storici, con intensità diverse a livello geografico. In alcune regioni, lo scenario RCP 2.6 evidenzia un numero lievemente maggiore di giorni a rischio estremo rispetto agli altri scenari (RCP 4.5 e RCP 8.5), dovuti a fattori come una minore umidità che contribuiscono alla valutazione del rischio incendio.

Fenomeni cronici: la temperatura media annuale è prevista in aumento nel periodo 2030-2050, con incrementi in tutti gli scenari analizzati. In particolare, è previsto un incremento medio di temperatura nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo preindustriale di ~1,4 °C e compreso in un intervallo tra 1,1-2,0 °C per lo scenario RCP 8.5. Nello scenario RCP 4.5, invece, è previsto un incremento compreso tra 1,0 e 1,7 °C con un valore medio di ~1,3 °C, mentre per lo scenario RCP 2.6 l'intervallo è 0,9-1,5 °C con valore medio di ~1,2 °C. Il differenziale tra lo scenario RCP 2.6 e gli scenari RCP 4.5 e 8.5 crescerà in maniera sensibile nella seconda metà del secolo. 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. Come indicatori 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 ($T_{interna}$ 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. Nel periodo 2030-2050 si osserva una riduzione di fabbisogno di riscaldamento del 17% rispetto al periodo 1990-2017, che risulta costante in tutti gli scenari, mentre i CDD risultano sempre maggiori rispetto ai dati storici, con un andamento crescente passando dallo scenario RCP 2.6 (+55%) all'RCP 8.5 (+91%).

(2) Il valore dell'indice FWI considerato per identificare i giorni a rischio estremo è basato sull'analisi dei dati storici e sui riferimenti forniti dallo European Forest Fire Information System (EEFIS).

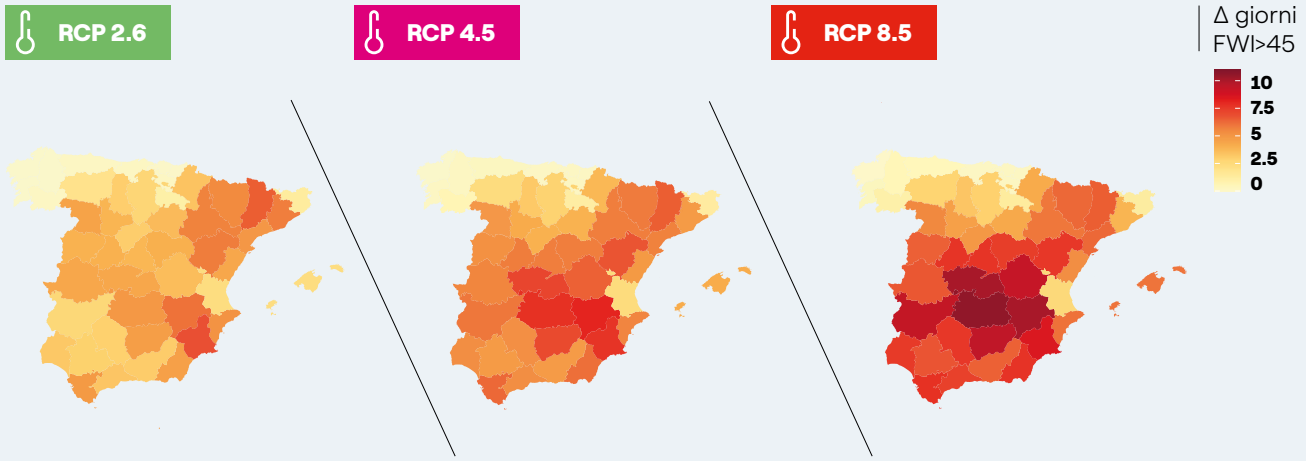


Si noti che, rispetto all'analisi effettuata nel 2019, è stato introdotto lo scenario RCP 4.5 e come base dati è stato utilizzato l'ensemble di più modelli, come descritto precedentemente. Inoltre, per dare un peso maggiore alle zone più popolate, gli HDD e i CDD sono stati calcolati come media sulla nazione, pesando ogni nodo geografico per la popolazione grazie all'utilizzo degli Shared Socioeconomic Pathways (SSP) associati a ogni scenario.

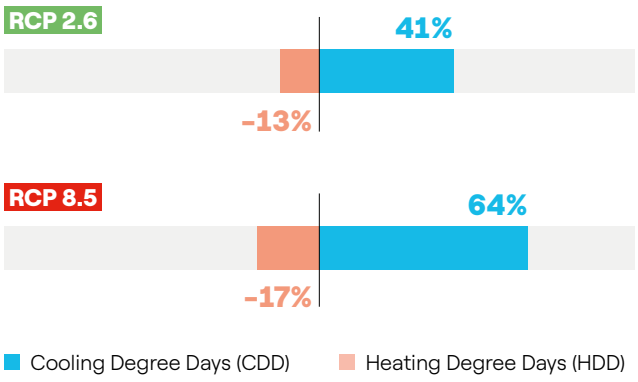
Spagna

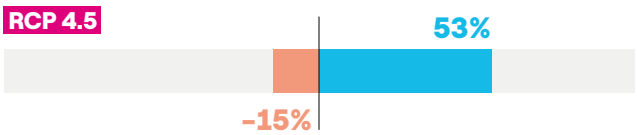
Fenomeni acuti: nel periodo 2030-2050 si prevede che le ondate di calore aumentino in maniera sensibile la loro frequenza, con una maggior diffusione geografica attesa, in particolar modo nella parte meridionale del Paese. Le precipitazioni estreme subiranno un aumento d'intensità, ma una diminuzione di frequenza, mentre le precipitazioni nevose estreme, pur rimanendo sostanzialmente concentrate nelle stesse aree geografiche attuali, potrebbero diminuire di molto, sia in frequenza sia in intensità. Per quanto riguarda il rischio incendio, il numero di giorni a rischio estremo risulta maggiore nello scenario RCP 8.5 rispetto allo scenario RCP 2.6, e sempre in aumento rispetto alla media storica.

NUMERO MEDIO DI GIORNI A RISCHIO INCENDIO ESTREMO: DIFFERENZIALE TRA RCP E PERIODO STORICO



Fenomeni cronici: la temperatura media annuale è prevista in aumento, nel periodo 2030-2050, con incrementi in tutti gli scenari RCP considerati. In particolare, è previsto un incremento medio di temperatura nel periodo 2030-50 rispetto al periodo preindustriale di ~1,4 °C (in un intervallo compreso tra min +1,2 °C e max +1,8 °C) per lo scenario RCP 8.5. Nello scenario RCP 4.5, invece, è previsto un incremento medio di ~1,2 °C (min 1,0 °C; max 1,5 °C), mentre per lo scenario RCP 2.6 si prevede un incremento medio di ~1 °C con un intervallo compreso tra 0,8 e 1,3 °C. Il differenziale tra lo scenario RCP 2.6 e gli scenari RCP 4.5 e 8.5 cresce in maniera sensibile nella seconda metà del secolo. In termini di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD), nel periodo 2030-2050, rispetto al periodo 1990-2017, stimiamo una riduzione di HDD (-13%) e un aumento di CDD (+41%) nello scenario RCP 2.6, e una variazione di HDD e CDD rispettivamente pari a -17% e +64% nello scenario RCP 8.5.

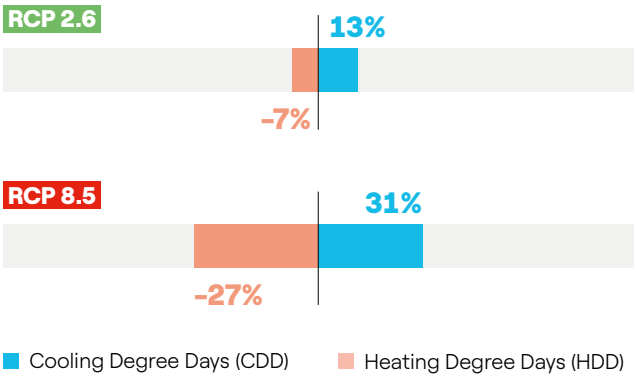


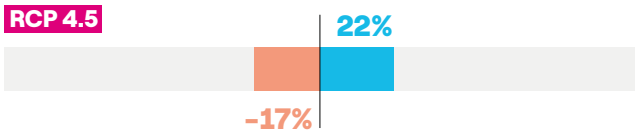


Brasile

Fenomeni acuti: il trend dei fenomeni acuti, in Paesi molto estesi come il Brasile, possono mostrare andamenti sensibilmente differenti nelle varie zone. Le nostre analisi si focalizzeranno sulle aree di interesse per il Gruppo. Per esempio, i primi studi effettuati sullo stato di San Paolo evidenziano un aumento delle ondate di calore. In Brasile, le proiezioni climatiche stimano una riduzione media delle precipitazioni più marcata al nord, con fenomeni estremi da approfondire su scala locale. Dalle prime analisi, il numero di giorni a rischio incendio estremo sembrerebbe proiettato in aumento sia nello scenario RCP 8.5 sia nello scenario RCP 2.6, rispetto alla media storica, con maggiore criticità nelle zone centro-ovest e nord-est del Paese. Come per il fenomeno delle precipitazioni, anche il rischio incendio andrà maggiormente approfondito su scala locale in base alle esigenze del Gruppo. Si nota che queste considerazioni sono frutto di analisi effettuate solo su un modello climatico e non su un ensemble di più modelli, come per Italia e Spagna.

Fenomeni cronici: la temperatura media annuale nel periodo 2030-2050 è prevista in crescita rispetto ai livelli preindustriali in ogni scenario. In particolare, è previsto un incremento medio di temperatura nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo 1850-1900 di ~1,6 °C (min +1,2; max +2,1 °C) per lo scenario RCP 8.5. Nello scenario RCP 4.5 è invece previsto un incremento medio di ~1,3 °C (min +1,0 °C; max +1,7 °C), mentre per lo scenario RCP 2.6 si prevede infine un incremento medio di ~1,1 °C con un intervallo compreso tra +0,8 e 1,4 °C. In termini di Heating Degree Days (HDD) e di Cooling Degree Days (CDD), nel periodo 2030-2050, rispetto al periodo 1990-2017, si passa da una riduzione di HDD (-7%) e un aumento di CDD (+13%) nello scenario RCP 2.6, a valori di HDD e CDD che arrivano rispettivamente a -27% e +31% nello scenario RCP 8.5.



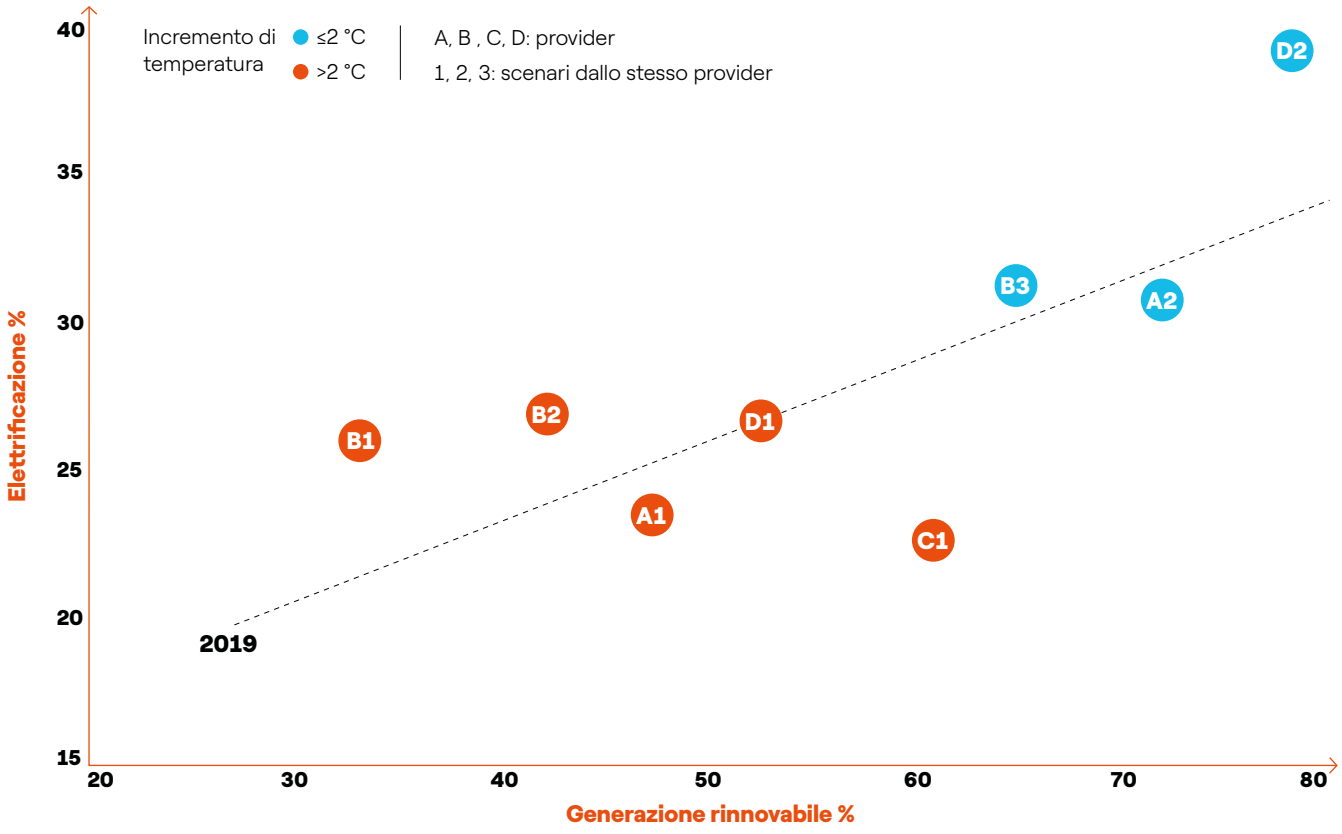


Lo scenario di transizione

Lo scenario di transizione fa riferimento alla descrizione di come produzione e consumo di energia evolvono nei vari settori in un contesto economico, sociale e regolatorio coerente con differenti trend di emissione di gas serra (GHG) e, quindi, correlato con gli scenari climatici RCP.

Per quanto riguarda l'orizzonte globale, la letteratura è ricca di pubblicazioni prodotte da istituzioni, organizzazioni internazionali e società private. Il panorama è variegato e presenta scenari, talvolta anche dello stesso provider, che coprono la maggior parte dello spettro delineato dal potenziale incremento di temperatura collegato alle diverse traiettorie RCP: ogni scenario è associato, in maniera più o meno stringente, a uno specifico RCP e di conseguenza a un range di incremento di temperatura.
Gli scenari possono essere suddivisi in due macro categorie: quelli che in conformità all'Accordo di Parigi hanno l'obiettivo di mantenere un incremento di temperatura rispetto al periodo preindustriale minore di 2 °C, e quelli che descrivono evoluzioni dei sistemi che portano a incrementi maggiori di temperatura. In generale, ciò che emerge dall'analisi sistematica delle diverse fonti è che scenari maggiormente sfidanti dal punto di vista della mitigazione del cambiamento climatico sottendono una forte penetrazione dell'utilizzo del vettore elettrico decarbonizzato.

Scenari globali di transizione al 2040-2050 e incremento di temperatura



Le evidenze a disposizione, inclusi gli scenari definiti dai principali enti a livello globale, segnalano che allo stato attuale le policy messe in campo dai Governi di tutto il mondo non sono sufficienti a raggiungere gli obiettivi di Parigi[3]. Il pathway climatico globale più verosimile rispetto alle policy in essere, ovvero dichiarate dai singoli Paesi, è uno scenario RCP 4.5, intermedio tra RCP 2.6 e 8.5. Pur essendo un percorso meno ambizioso rispetto all'RCP 2.6, questo costituisce un outlook coerente con le politiche approvate o annunciate e che verosimilmente non saranno disattese.
Gli scenari di transizione utilizzati dal Gruppo a livello globale sono frutto dell'analisi di benchmark di scenari esterni e degli obiettivi di policy attualmente noti. Per i principali Paesi di presenza, il Gruppo elabora scenari di transizione coerenti avvalendosi di modelli energetici di sistema; ove modelli interni non fossero disponibili, rischi e opportunità

(3) Si considerino a titolo di esempio "UNEP Emissions Gap Report 2020" e "IEA World Energy Outlook 2020".

vengono valutati attraverso l'analisi degli scenari prodotti da terze parti, come descritto in precedenza.
Le principali assunzioni considerate nella definizione degli scenari di transizione riguardano:

- le policy e i provvedimenti regolatori locali per contrastare il cambiamento climatico, quali le misure per ridurre le emissioni di anidride carbonica, incrementare l'efficienza energetica e la decarbonizzazione del settore elettrico e ridurre il consumo di petrolio;
- il contesto globale macroeconomico ed energetico (per es., in termini di prodotto interno lordo, popolazione e prezzo delle commodity), considerando benchmark internazionali tra cui l'International Energy Agency (IEA), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) e altri. Per quanto riguarda lo IIASA, per esempio, sono stati presi in considerazione i fondamentali relativi alla domanda di commodity e alla popolazione sottostante gli "Shared Socioeconomic Pathways (SSP)", in cui si proiettano differenti scenari che descrivono l'evoluzione socioeconomica e policy in coerenza con gli scenari climatici. Le informazioni derivanti dagli SSP sono utilizzate, unitamente alla modellistica interna, a supporto delle previsioni di lungo periodo, come per esempio quelle dei prezzi delle commodity e della domanda elettrica;
- l'evoluzione delle tecnologie di produzione, conversione e consumo di energia, in termini sia di parametri tecnici di funzionamento sia di costi.

Sulla base del quadro descritto, il framework di scenario di transizione con cui il Gruppo ha impostato le analisi di impatto relative ai rischi e alle opportunità inerenti ai cambiamenti climatici contempla due scenari: uno "inerziale" (Reference), costruito principalmente sulle policy in essere o annunciate nonché su specifiche assunzioni interne rispetto all'evoluzione di singole variabili di interesse, e uno più ambizioso (Brighter Future), coerente con il raggiungimento degli obiettivi di Parigi, che presuppone obiettivi più stringenti in termini di riduzione delle emissioni di anidride carbonica o di incremento dell'efficienza energetica, nonché la possibile accelerazione nella riduzione dei costi di alcune tecnologie. In questo secondo caso, si determinano una crescita incrementale della generazione elettrica da fonti rinnovabili nonché una maggiore domanda di energia elettrica dovuta alla accresciuta elettrificazione dei consumi finali, guidata principalmente da obiettivi più ambiziosi in termini di efficienza energetica e decarbonizzazione.
Resta valido il principio per cui, ove i Paesi con maggiori emissioni non adottassero politiche di decarbonizzazione efficaci, mantenendosi su scenari inerziali o peggiorativi, eventuali traiettorie di transizione particolarmente ambiziose definite a livello locale potrebbero coesistere con scenari di cambiamento climatico peggiorativi rispetto agli obiettivi di Parigi. Infatti, le ambizioni dei singoli Paesi in merito alle azioni di mitigazione non sono sufficienti da sole a determinare le traiettorie di lungo termine delle emissioni e i pathway RCP conseguenti.
Per l'elaborazione degli scenari di transizione relativi ai Paesi oggetto dell'analisi il Gruppo si è dotato di strumenti quantitativi che, a fronte della definizione delle assunzioni riguardo all'evoluzione delle policy, delle tecnologie e di altre variabili di contesto, consentono di elaborare le corrispondenti proiezioni di domanda energetica, domanda elettrica, produzione di energia elettrica, penetrazione delle rinnovabili, veicoli elettrici ecc. In altri termini, tutte le variabili rilevanti che caratterizzano un sistema energetico nazionale rispetto alle attività del Gruppo.

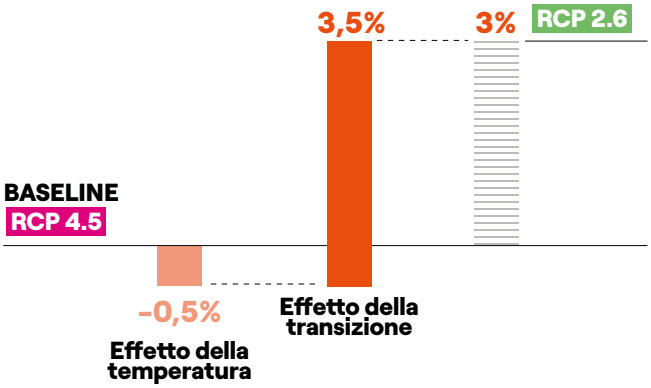


Una volta determinati gli scenari di transizione di medio-lungo termine, il framework di scenario adottato consente di effettuare analisi degli effetti fisici cronici di più lungo termine determinati a livello locale dai pathway climatici considerati. Un esempio è l'analisi dell'impatto della variazione della temperatura sulla domanda elettrica. Per tale scopo, i due scenari Reference e Brighter Future per Italia e Spagna precedentemente descritti sono stati integrati con gli Heating Degree Days e i Cooling Degree Days rispettivamente di RCP 4.5 ed RCP 2.6. In tal modo è stato possibile quantificare l'effetto che il cambiamento della temperatura ha sulle domande di energia (totale, non solo elettrica) per raffrescamento e riscaldamento nei settori residenziale e commerciale. L'orizzonte temporale su cui l'analisi si è concentrata fa riferimento al periodo dal 2030 al 2050, dove le policy correnti dell'Unione Europea rispetto all'obiettivo di Carbon Neutrality, in entrambi gli scenari Reference e Brighter Future, convergono al 2050 verso sistemi energetici decarbonizzati ed elettrificati.

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 quindi di discriminare gli specifici effetti che un cambiamento della temperatura può avere sul fabbisogno energetico. Considerando l'intero orizzonte temporale analizzato, la maggiore velocità nel raggiungimento della Carbon Neutrality del Brighter Future, ne fa uno scenario più efficiente ed elettrificato rispetto al Reference. Questa differenza nella rapidità della transizione comporta un aumento medio della domanda elettrica nello scenario Brighter Future rispetto al Reference nel periodo 2030-2050 tra il 3% e il 4%. Quando si considera anche l'effetto della temperatura e si analizzano le differenze tra i due scenari associati ai due diversi RCP 4.5 e 2.6, si verifica un incremento medio della domanda elettrica inferiore all'1% sia per lo scenario Reference sia per quello Brighter Future. Negli anni più estremi tale impatto può raggiungere il 2%. Considerando la vista integrata, l'effetto potenziale di scenari di transizione più ambiziosi ha un impatto maggiormente significativo sulla domanda elettrica rispetto all'incremento di temperatura conseguente al cambiamento climatico.

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 Reference all'RCP 8.5, oltre che all'RCP 4.5. Assumere un tale ulteriore incremento della temperatura, a parità di transizione energetica, porta a un incremento inferiore all'1% della domanda del Reference con RCP 8.5 rispetto a quello con RCP 4.5

Effetto medio sulla domanda elettrica (2030-2050) confrontando RCP 2.6 e RCP 4.5 Italia



Se da un lato i trend relativi ai gradi giorno sono simili, la differenza sostanziale tra Italia e Spagna riguarda il sistema energetico al 2030. Per quest'ultima, infatti, lo scenario Reference è molto simile al Brighter Future, in linea con il piano energetico nazionale che risulta essere già molto sfidante. Ne consegue che l'effetto della temperatura tra RCP 2.6 e 4.5 rimane contenuto come per l'Italia, minore dell'1% e nella stessa direzione, e l'effetto relativo alla transizione risulta trascurabile(4).

Se per Italia e Spagna il ruolo della temperatura risulta contenuto, il Brasile, un altro Paese di particolare interesse per il Gruppo, potrebbe vedere un aumento della domanda più marcato a causa dell'incremento della temperatura, pari a qualche punto percentuale della domanda totale. Questo è causato dalla maggior domanda di raffrescamento prevista nel Paese. Tali stime sono comunque soggette a un rilevante grado di incertezza, data la significativa volatilità della crescita economica brasiliana.

(4) Da evidenziare come una forte elettrificazione del servizio di riscaldamento dell'ambiente nel settore residenziale negli anni futuri potrebbe cambiare il segno e l'ordine di grandezza dell'effetto relativo al cambiamento climatico, sia per l'Italia che per la Spagna.

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, 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 competizione.

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 natura scenaristica, per tutte quelle variabili la cui serie storica dei mercati fornisce una stima robusta per ipotizzare i livelli di correlazione e volatilità rappresentativa per la rischiosità futura, e un'analisi di tipo deterministico basata su what-if ed expert judgement relativi alle possibili evoluzioni 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 2020, gran parte degli upside e downside realmente accaduti sono ampiamente rientrati nei limiti stimati dai modelli di rischio del Piano Strategico presentato a fine 2019, nonostante i forti downside per gli effetti del COVID-19.

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 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. Tuttavia, l'assetto del Gruppo è tale che l'impatto della volatilità delle monete sudamericane incide sull'utile netto per percentuali poco rilevanti, come mostrato nella presentazione al Capital Markets Day. Per le volatilità dei prezzi dell'energia e delle fluttuazioni delle commodity sui margini, l'Italia e la Spagna ne 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 alle 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 eventi "acuti" viene gestito nell'ambito degli investimenti di adattamento al cambiamento climatico e della strategia assicurativa di Gruppo.

Per quanto riguarda i fattori di rischio stimati in modalità deterministica, il monitoraggio di tutti i possibili aspetti regolatori, risulta essere determinante per gli eventuali upside e downside sul Gruppo.

In generale, le correlazioni fra tutti i fattori di rischio creano effetti diversificazione che mitigano sensibilmente le esposizioni totali.

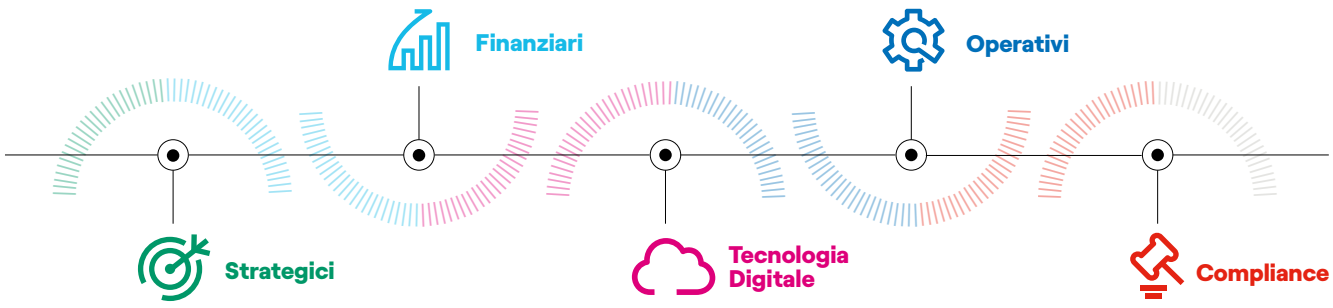
RISK MANAGEMENT

Il Gruppo adotta un modello di governance in linea con le migliori pratiche di gestione dei rischi che prevede:

1. **SEPARAZIONE** dei ruoli fra gestione e controllo e loro complementarietà e indipendenza (tre linee di difesa)
2. **PRESIDIO DELL'UNITÀ RISK CONTROL** sul secondo livello di difesa e sugli impatti economico-finanziario dei rischi
3. **UN SISTEMA DI COMITATI DI RISCHIO** focalizzati su business e/o aree territoriali, fra loro coordinati, con un Comitato Rischi di Gruppo in posizione apicale
4. **UN SISTEMA DI POLICY E PROCEDURE ORGANIZZATIVE** che descrivono processi, strumenti, responsabilità
5. **LA DEFINIZIONE DI LIMITI DI RISCHIO ESPLICITI** e processi di controllo che ne assicurano il rispetto
6. **UN SISTEMA DI REPORTING** sui rischi che garantisce informativa al management e abilita azioni correttive e mitigazioni

Enel, in considerazione della propria operatività, adotta una classificazione dei rischi ai quali è esposto che prevede sei categorie: Strategici, Finanziari, Operativi, Governance & Culture, Tecnologia Digitale e di Compliance.

I rischi sono definiti in un catalogo rischi che fa da riferimento in tutte le aree del Gruppo e per tutte le strutture interessate nei processi di gestione e di monitoraggio. L'adozione di un linguaggio comune, facilita la mappatura e rappresentazione organica dei rischi all'interno del Gruppo agevolando così l'identificazione di quelli che impattano i processi di Gruppo e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione.
Di seguito vengono descritte le più rilevanti categorie di rischio in relazione agli impatti sul Gruppo:



Categoria	Rischio	Definizione
Strategici	Evoluzioni legislative e regolatorie	Possibili effetti derivanti da sfavorevoli modifiche legislative e/o regolatorie.
	Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Effetti potenziali del deterioramento del contesto economico e geopolitico globale derivante da crisi economiche, finanziarie o politiche macroeconomiche.
	Cambiamenti climatici	Possibili impatti per risposte non tempestive o non adeguate ai cambiamenti ambientali e climatici.
	Panorama competitivo	Impatti potenziali derivanti da un indebolimento del posizionamento competitivo sui mercati.
Finanziari	Tasso di interesse	Potenziali impatti ascrivibili a fluttuazioni avverse dei tassi di interesse.
	Commodity	Impatti dovuti sia a una maggiore volatilità dei prezzi delle materie prime, sia alla mancanza di domanda o disponibilità di materie prime.
	Tasso di cambio	Possibili impatti causati della variazione sfavorevole dei tassi di cambio.
	Credito e Controparte	Effetti causati dal deterioramento del credito, inadempienza contrattuale o esposizioni eccessivamente concentrate.
	Liquidità	Potenziali impatti derivanti da tensioni di carattere finanziario di breve termine.
Tecnologia Digitale	Efficacia IT	Possibili impatti attribuibili a un supporto inefficace dei sistemi IT ai processi aziendali e alle attività operative.
	Cyber security	Effetti potenziali derivanti da attacchi informatici e furti di dati sensibili dell'azienda e dei clienti.
	Digitalizzazione	Impatti di tipo organizzativo e gestionale sui processi aziendali con potenziale incremento dei costi causati da un livello di digitalizzazione non adeguata.
	Continuità del servizio	Possibili impatti dovuti a esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.
Operativi	Salute e sicurezza	Potenziali impatti sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e delle parti coinvolte a seguito di violazione del rispetto di leggi in materia di salute e sicurezza.
	Ambiente	Impatti significativi sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti a seguito di una violazione del rispetto delle leggi ambientali.
	Procurement, logistica e supply chain	Potenziali effetti causati da attività degli approvvigionamenti o di gestione dei contratti non adeguati.
	Persone e organizzazione	Impatti riconducibili a strutture organizzative o competenze interne del personale non adeguate.
Compliance	Protezione dati	Effetti derivanti dalla violazione del rispetto delle leggi applicabili sulla protezione dei dati e sulla privacy.

Il Gruppo adotta inoltre un Risk Appetite Framework al fine di abilitare – per ciascun rischio e secondo un approccio integrato – gli opportuni presídi gestionali e di controllo, nonché lo sviluppo e l'aggiornamento (metriche e modelli per la misura dei rischi).
Per un governo efficace di tali rischi, Enel si è dotata di un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"), periodicamente aggiornato, che rafforza la consapevolezza del profilo di rischio, cogliendone le relative opportunità, e supporta il management nel processo decisionale finalizzato alla creazione del valore in un contesto esterno in continua evoluzione. Tale sistema 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 nell'ambito del Gruppo.

In questo contesto, il Consiglio di Amministrazione svolge un ruolo di indirizzo e coordinamento per la gestione dei rischi, che assicura, a ogni livello del Gruppo, l'adozione di decisioni consapevoli, strutturate e coerenti con la natura e il livello di rischi. A tal fine, il Consiglio di Amministrazione include nelle proprie valutazioni tutti i rischi, compresi quelli legati al cambiamento climatico, che possano assumere rilievo anche in termini di opportunità nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo, garantendo così un adeguato livello di compatibilità della gestione dell'impresa con gli obiettivi strategici.
Il Consiglio di Amministrazione si avvale del Comitato Controllo e Rischi che rilascia il proprio parere preventivo anche sulle linee di indirizzo del SCIGR.
Il Gruppo si è inoltre dotato di specifici Comitati interni composti dal top management, cui spetta il governo e la supervisione della identificazione, della gestione, del monitoraggio e del controllo dei principali rischi tenendo in considerazione l'operatività specifica di ciascuna Linea di Business e i processi sottostanti, al fine di cogliere potenziali impatti e opportunità. I Comitati interni si assicurano infine che la politica di governo dei rischi si evolva in coerenza con le dinamiche di business e del contesto normativo di riferimento.

In relazione alla pandemia da COVID-19, diffusasi dagli inizi del 2020 e ancora in corso, le azioni intraprese in questi anni dal Gruppo per aumentarne la resilienza a tale scenario possono far leva su una solida posizione finanziaria, sulla diversificazione geografica e su un modello di business integrato in grado di attenuare e fronteggiare eventi imprevisti ed effetti potenziali con azioni di mitigazione e piani di contingency.

Di seguito sono descritte le principali tipologie di rischi e opportunità cui il Gruppo è esposto.

Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:

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.

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

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

La forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Sud America, Nord America, Africa e Russia – sottopone Enel all'obbligo di considerare le tendenze economiche e geopolitiche a livello globale, al fine di valutare e misurare adeguatamente i rischi, sia sistemici sia idiosincratici, di natura macroeconomica, finanziaria, istituzionale, sociale, climatica, e di 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 Country Risk capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.
Il modello di Country Risk ha pertanto l'ambizione di misu-

rare la resilienza economica di ciascun Paese, definita come equilibrio della sua posizione verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità del sistema bancario e corporativo, che possono far presagire crisi sistemiche, e la sua appetibilità in termini di crescita economica. A ciò si aggiunge una valutazione sulla robustezza delle istituzioni e del contesto politico e una approfondita analisi dei fenomeni sociali volta a misurare il livello di benessere, inclusione e progresso sociale. A completamento dell'analisi viene realizzata una quantificazione degli eventi climatici estremi come causa di stress a livello ambientale ed economico e misurata 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.
Al fine di mitigare tale rischio, il modello supporta i processi di allocazione del capitale e di valutazione degli investimenti. A ulteriore sostegno del processo di valutazione degli investimenti, Enel ha adottato una metodologia, denominata "Total Societal Impact", che, con un approccio integrato fondato su modelli economici avanzati, esprime in maniera chiara e robusta gli impatti diretti, indiretti e indotti degli investimenti a livello nazionale, regionale o locale delle iniziative di investimento. Attraverso la quantificazione di metriche standard a livello internazionale, il Total Societal Impact copre una vasta gamma di indicatori economici, sociali e ambientali che risultano strategici per una corretta valutazione del contributo sociale e ambientale dei progetti di Enel. Considerando, infatti, alcuni degli indicatori analizzabili, come il contributo al PIL, l'incremento di reddito delle fasce sociali più deboli, il calcolo delle emissioni evitate di anidride carbonica e il recupero dei materiali a fine vita in un'ottica di economia circolare, risulta chiaro come ormai sia indispensabile avere una visione d'insieme per valutare un determinato progetto in un determinato Paese nell'ottica di creazione di valore condiviso per tutti.

Nel 2020 l'economia mondiale è stata fortemente colpita da una crisi sanitaria a causa della pandemia da COVID-19 che si è repentinamente estesa su scala mondiale, deteriorando significativamente le prospettive di crescita economica nel breve-medio termine. Tale crisi ha generato una contrazione del PIL mondiale stimata attorno al -4% su base annuale nel 2020, cui dovrebbe seguire un rimbalzo di circa il +5% nel 2021.
I rischi associati al quadro prospettico del 2021 sono principalmente associati a un continuo propagarsi del COVID-19 che potrebbe generare una terza ondata di contagi in molti Paesi, forzando i Governi locali all'estensione di misure restrittive sulla mobilità e servizi (specialmente intrattenimento, ristorazione e turismo).

I recenti dati mostrano che le prospettive di crescita nel 2021 sono più ottimistiche rispetto all'anno precedente, grazie ai recenti sviluppi sulla produzione e conseguente distribuzione dei vaccini. Tali novità hanno fatto rivedere al rialzo le previsioni future, delineando un significativo rimbalzo dei tassi di crescita economica di molti Paesi per il 2021. Tuttavia, sono presenti forti rischi associati a potenziali ostacoli logistici sulla produzione e distribuzione dei vaccini che potrebbero rallentare il processo vaccinale e, di conseguenza, ritardare l'uscita di molti Paesi dalla crisi economica e sanitaria. Inoltre, sono state identificate nuove varianti del virus che hanno aumentato significativamente il numero dei contagi in alcuni Paesi (per es., Regno Unito) e generato maggiore incertezza sull'efficacia dei vaccini appena prodotti.
I Governi e le banche centrali dei maggiori Paesi (prime fra tutte, Federal Reserve, Banca Centrale Europea e Banca d'Inghilterra) hanno adottato politiche monetarie (tassi di interesse di rifinanziamento prossimi allo zero, ampi volumi di titoli acquistati dal mercato che hanno permesso di garantire liquidità a buon mercato) e fiscali (sussidi) ultra-accomodanti per supportare la ripresa economica e ridurre i danni arrecati al mercato del lavoro. Tali scelte hanno fortemente appesantito il bilancio di Governi e istituti. Forti rischi possono delinearsi nel 2021 sulla capacità delle istituzioni di continuare a implementare tali politiche espansive a supporto dell'economia.

A luglio il Consiglio Europeo ha raggiunto un accordo concernente il piano di ripresa, il Next Generation EU, che prevede 750 miliardi di euro di finanziamenti (circa il 5,5% del PIL dell'UE27 nel 2019), suddivisi in prestiti (360 miliardi di euro) e sussidi (quasi 390 miliardi di euro) ai Paesi membri. L'implementazione effettiva di tale piano dipende dai Governi nazionali, che hanno il compito di presentare i progetti eleggibili per ricevere i finanziamenti, e le modalità di selezione dei progetti a livello Paese variano tra i Paesi beneficiari. A tal riguardo, Enel ha a disposizione il Total Societal Impact, come strumento adatto per esplorare gli aspetti rilevanti e rispondenti alle esigenze del Green Deal in fase di selezione degli investimenti.

L'America Latina, una tra le zone più colpite dalla crisi pandemica, presenta fattori di rischio economici e sociopolitici

da monitorare con attenzione. In particolare, l'incertezza politica dovuta alle elezioni presidenziali in Perù, all'esito affermativo del referendum cileno di fine 2020 per la creazione di una nuova Costituzione entro il 2022, le elezioni brasiliane nel medio termine e le elezioni presidenziali in Colombia nel 2020 contribuiscono ad alimentare rischi al ribasso sulla ripresa economica, in quanto potrebbero spingere i Governi a implementare misure popolari (fiscalmente espansive), contrarie all'orientamento del mercato, accelerando il processo di fuoriuscita di capitali dai rispettivi Paesi. Su quest'ultimo punto il Brasile, a seguito di una politica fiscale molto generosa nel 2020 (circa l'8% del PIL), necessaria per supportare le famiglie e stimolare la domanda interna, si trova ora con un livello di indebitamento di circa il 90% e un deficit governativo intorno al 14% che ne minano la resilienza nel breve-medio termine. La possibilità di un'ulteriore estensione del programma di aiuto alle famiglie ("Coronavoucher") nel 2021 e i ritardi nel processo di approvazione delle riforme strutturali potrebbero compromettere ulteriormente la stabilità economica e la competitività del Paese.

Infine, l'Argentina, in recessione dal 2017, preoccupa per la sua instabilità fiscale e le incertezze sulle trattative in corso con il Fondo Monetario Internazionale per la ristrutturazione del debito.

Cambiamenti climatici

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

I cambiamenti climatici e la transizione energetica, come già discusso nei paragrafi precedenti, avranno effetti sulle attività del Gruppo secondo varie dinamiche.
Per identificare in maniera strutturata e coerente con le raccomandazioni della 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 od 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 riferimento al processo di transizione energetica verso un modello più sostenibile e caratterizzato da una progressiva riduzione delle emissioni di CO_2, esistono rischi e opportunità legati sia al mutamento del contesto regolatorio e normativo, sia ai trend di sviluppo tecnologico e competitivo, di elettrificazione e alle conseguenti dinamiche di mercato.

Coerentemente con gli 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 di tutti i settori economici, e politiche di regolamentazione. 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 Developement 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	Categoria di rischio e opportunità	Descrizione	Descrizione impatto	Modalità di gestione
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	Eventi estremi	**Rischio**: eventi meteoclimatici particolarmente estremi per intensità.	Gli eventi estremi possono causare impatti in termini di danni agli asset e mancata operatività.	Il Gruppo adotta le **migliori practice** per gestire il rientro in operatività nel minor tempo possibile. Inoltre, lavora per implementare piani di investimento per la **resilienza (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. 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;** maggiore o minore **produzione**.	La domanda elettrica è influenzata anche dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business.	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, scenari climatici di lungo periodo.
Transizione	A partire dal medio periodo (2024-2029)	Policy & Regulation	**Rischio/opportunità**: Politiche su prezzo ed emissioni di CO_2, incentivi alla transizione energetica, maggiore spazio per investimenti in rinnovabili e regolazioni in materia di resilienza.	Gli effetti delle policy in materia di transizione energetica e resilienza possono impattare su volumi e marginalità degli investimenti.	Il Gruppo minimizza l'esposizione ai rischi attraverso la progressiva **decarbonizzazione** della sua flotta di produzione. Le azioni strategiche del Gruppo, che concentra gli investimenti su rinnovabili, reti e clienti, consentono di mitigare i potenziali rischi e 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 denominate "Energy Transition Roadmaps" mirate a esplorare nei diversi Paesi dove Enel opera scenari di decarbonizzazione nazionale in termini ambientali, economici e sociali.
Transizione	A partire dal medio periodo (2024-2029)	Mercato	**Rischio/opportunità**: cambiamenti nei prezzi di commodity ed energia, evoluzione del mix energetico, cambiamenti nei consumi retail, modifica dell'assetto competitivo.	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta gli effetti dei trend in termini di aumento del peso delle fonti rinnovabili nel mix energetico, elettrificazione e penetrazione del trasporto elettrico, per valutarne i potenziali impatti.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a una strategia orientata alla transizione energetica e al forte sviluppo della **produzione rinnovabile e all'elettrificazione dei consumi**.

Transizione	A partire dal medio periodo (2024-2029)	Product & Services	**Opportunità**: maggiori margini e maggiore spazio per **investimenti** come conseguenza della transizione in termini di penetrazione di nuove tecnologie elettriche per i consumi domestici e del **trasporto elettrico**.	I trend di elettrificazione del trasporto e dei consumi domestici avranno potenziali impatti sul business.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte posizionamento strategico su **nuovi business e servizi beyond commodity**.
	A partire dal medio periodo (2024-2029)	Technology		Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo valuta, a fronte del trend di elettrificazione del trasporto, le potenziali opportunità per scalare i business correnti.	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un forte **posizionamento strategico sulle reti** a livello globale.

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 2020; 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. 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. Queste attività sono svolte grazie a un impegno continuo nel corso dell'anno per analizzare, valutare e gestire i fenomeni fonte di rischi e opportunità individuati. Come la TCFD dichiara, il processo di disclosure dei rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici sarà graduale e incrementale di anno in anno.

Fenomeni fisici acuti e cronici: ripercussioni sul business, rischi e opportunità

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associati alle variabili fisiche, e prendendo a riferimento gli scenari dell'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'ICTP non emergono certezze di variazioni strutturali prima del 2030, mentre si potrebbero iniziare ad apprezzare variazioni tra il 2030 e il 2050. 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 lavorerà 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.

TIPOLOGIA DI EVENTO

Impatto stimato
Basso Alto

	Pioggia/ Neve	Vento	Irraggiamento	Livello del mare	Temperatura
Generazione termoelettrica				Basso	Basso
Solare	Basso		Alto		Basso
Eolico		Alto			
Idroelettrico	Alto				
Reti					
Domanda elettrica					Alto

Le evidenze di scenario mostrano che cambiamenti cronici strutturali nei trend delle variabili fisiche si manifesteranno in maniera sensibile a partire dal 2030. Tuttavia, al fine di avere una stima indicativa dei potenziali impatti, 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. Naturalmente questo stress test ha una probabilità di accadimento estremamente bassa sulla base degli eventi storici e della diversificazione geografica. Le variabili esaminate sono: la domanda elettrica (+/- 1% annuo), le cui variazioni producono potenziali impatti sui business della generazione e sul retail, che è stata stressata contestualmente su tutti i Paesi di presenza del Gruppo; la producibilità degli impianti rinnovabili (+/- 10% su un singolo anno), le cui variazioni producono potenziali impatti sul business della generazione, che è stata stressata in maniera separata a livello di singola tecnologia sul perimetro globale. I dati mostrati fanno riferimento all'effetto su un singolo anno per una singola tecnologia di produzione e includono sia l'effetto volume sia l'effetto prezzo.

Fenomeni di scenario	Categoria di rischio e opportunità	Orizzonte temporale [1]	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione - Tipologia impatto		Quantificazione - range <100 €mln	100-300 €mln	>300 €mln
Fisico cronico	Mercato	Breve	**Rischio/opportunità**: maggiore o minore domanda elettrica. La domanda elettrica è influenzata anche dalla temperatura, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve-medio periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo a potenziali variazioni di temperatura, si utilizzano analisi di sensitivity rispetto a variazioni di domanda elettrica di **+/- 1%** sul totale di Gruppo.	Global Power Generation e Global Infrastructure and Networks	Gruppo	EBITDA/ anno	+1%	■		
							-1%	■		
Fisico cronico	Mercato	Breve	**Rischio/opportunità**: maggiore o minore produzione rinnovabile. La produzione rinnovabile è influenzata anche dalla disponibilità delle risorse, le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve-medio periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo a potenziali variazioni di temperatura, si utilizzano analisi di sensitivity rispetto a **variazioni di producibilità elettrica del +/-10%** su singola tecnologia.	Global Power Generation	Gruppo Producibilità Idroelettrica	EBITDA/ anno	+10%		■	
							-10%		■	
					Gruppo Producibilità Eolica	EBITDA/ anno	+10%	■		
							-10%	■		
					Gruppo Producibilità Solare	EBITDA/ anno	+10%	■		
							-10%	■		

(1) Orizzonte temporale: breve (2020-2022); medio (fino al 2030); lungo (2030-2050).

■ Upside scenario policy correnti ■ Downside scenario policy correnti

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 estremi

Al fine di quantificare il rischio derivante da eventi estremi, il Gruppo fa riferimento a una consolidata metodologia di analisi del rischio catastrofico, utilizzata nel settore assicurativo e anche nei report dell'IPCC[5]. 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 etc. 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 veri e propri database geo-referenziati, possono essere 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 etc. 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 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.

(5) 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.

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.

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 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 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 prevenzione e mitigazione dei danni, si farà riferimento specifico alle Linee di Business Globali Generazione e Infrastructure and Networks del Gruppo.

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 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 che copre i danni a terze parti, conseguenti anche agli impatti che possono avere eventi estremi sugli asset e il 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 e minimizzare, rispetto al mercato assicurativo, i costi dei propri programmi globali di copertura, anche, del rischio legato agli eventi catastrofali naturali.

L'intensificazione degli effetti del cambiamento climatico rende fondamentale assumere un comportamento di tipo adattivo: ogni evento catastrofico rappresenta per Enel una "lesson learned" da cui trarre spunto per irrobustire le tecniche di progettazione e le misure preventive volte a rendere resiliente il portafoglio. 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.

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:

PRACTICE DI GRUPPO PER LA GESTIONE DEI FENOMENI METEO NELL'AMBITO DELLA GENERAZIONE

Principali Policy:

N. 1106 Global Power Generation Maintenance

N. 1107 Global Power Generation O&M Operation

N. 1025 Dams and Hydraulic Infrastructure Safety

N. 1020 Global Power Generation 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 in 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).
- 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.

Infrastructure and Networks

Nella Business line Infrastructure and Networks, negli ultimi anni, il Gruppo Enel per far fronte agli eventi climatici estremi ha adottato un approccio denominato "4R" che in un'opportuna Policy (n. 486: 4R Innovative Resilience Strategy for Power Distribution Networks) 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.

- 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. I primi, in particolare, non sono tanto rivolti al miglioramento della qualità del servizio, quanto a ridurre il rischio di interruzioni prolungate ed estese in caso di eventi critici rari e di grande impatto, secondo un approccio probabilistico.
- 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.
- 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.
- 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:

Policy n. 1073: Guidelines for Readiness Response and Recovery actions during emergencies

Policy relativa alle ultime tre fasi dell'approccio 4R che 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.

Policy n. 387: Guideline for Network Resilience Enhancement Plan

Si prefigge l'obiettivo di identificare gli eventi climatici straordinari più impattanti sulla rete e di valutare la situazione attuale dei KPI della rete 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 trova già una corrispondenza nel Piano Resilienza che e-distribuzione predispone annualmente dal 2017, che rappresenta un addendum del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti *ad hoc*, su un orizzonte di 3 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 triennio 2017-2019 sono stati già investiti circa 400 milioni di euro e una cifra simile verrà impiegata anche nel triennio successivo (circa 130 milioni di euro l'anno), come specificato nell'addendum al Piano 2020-2022, interessando circa 3 milioni di clienti e fino a 4.000 km di linee di media tensione. Per esempio, nel caso del manicotto di ghiaccio, fenomeno legato alla rottura dei conduttori delle linee aeree nel caso di formazione di accumulo di neve umida, si è valutato il rischio di tali disservizi partendo dalla probabilità di perdere porzioni di rete e calcolandone il relativo impatto in termini di clienti disalimentati e il danno in termini di energia non fornita; a fronte di questi rischi sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo isolato, vie di rialimentazione non vulnerabili e l'impiego del telecontrollo per sezionare nel più breve tempo possibile la porzione di rete affetta dal guasto.
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.

Policy n. 439: Measures for Risk Prevention and Preparation in case of wildfires affecting the electrical installations

Approccio integrato di gestione delle emergenze applicato al fenomeno incendi boschivi, sia nel caso in cui siano causati dalle reti stesse sia nel caso in cui siano originati da fenomeni esterni a esse 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.

In aggiunta, in un'ottica non solo di valutazione di emergenze meteo nel breve-medio termine, ma anche in considerazione del cambiamento climatico al quale si sta assistendo, Infrastructure and Networks sta collaborando con i principali Istituti di ricerca per analizzare l'andamento dei fenomeni maggiormente critici (Tabella 1) per gli asset della rete elettrica di distribuzione nei diversi Paesi di presenza, e per stimarne l'impatto futuro sulla rete nel medio-lungo termine. Si riportano qui di seguito alcuni esempi.

Ondate di calore

> Nel corso del 2020 si è ulteriormente approfondito il fenomeno delle ondate di calore nei Paesi di presenza di Infrastructure and Networks. Tale evento critico è caratterizzato dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni che, 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. Tali analisi hanno fornito primi risultati per l'Italia, data la presenza di un archivio storico particolarmente profondo relativo a eventi di questa natura e all'esperienza maturata per gli interventi previsti nel Piano Resilienza. Alla luce degli scenari climatici realizzati *ad hoc* per valutare il trend delle ondate di calore in Italia e dalla correlazione storica evento estremo-costi, prendendo come riferimento un anno particolarmente critico (il 2017, scelto sia per l'intensità del fenomeno sia per la sua estensione sull'intero territorio nazionale), si è ottenuta una prima stima degli eventuali costi associati all'aumentare delle ondate di calore nel periodo 2030-2050. Tali stime del potenziale extra costo prospettico annuale sono state valutate nei tre scenari RCP (orizzonte 2030-2050), mostrando come in uno scenario RCP 2.6 essi non rappresentino più del 3% del valore annuale degli interventi previsti nell'attuale Piano Resilienza 2020-2022 sopra descritto, così come non vanno oltre il 5% nello scenario RCP 8.5. Simili analisi sono già previste nel corso del 2021 anche per gli altri Paesi di presenza.

Incendi

> Relativamente al rischio incendio, nonostante la scarsa rilevanza di eventi a oggi registrati nelle reti Enel che non ha generato l'esigenza di un'analisi di impatti, la Linea di Business, unitamente alla Policy 439 sopra citata, sta predisponendo un approfondimento degli scenari al 2030-2050 sull'evoluzione del fenomeno per l'eventuale perfezionamento della Policy stessa.

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.

EVENTI ESTREMI PRIORITARI INFRASTRUCTURE AND NETWORKS E PRINCIPALI POLICY/DEEP-DIVE

	EVENTI ESTREMI PRIORITARI				
	Incendi	**Ondate di calore**	**Manicotto di ghiaccio**	**Tempeste di vento**	**Alluvioni**
Policy	Policy 486 Policy 1073 Policy 439	Policy 486 Policy 1073 Policy 387 Italia: Piano Resilienza	Policy 486 Policy 1073 Policy 387 Italia: Piano Resilienza	Policy 486 Policy 1073 Policy 387 Italia: Piano Resilienza	Policy 486 Policy 1073 Policy 387
Deep-dive	Studi in corso con istituti di ricerca				

Policy & Regulation

LIMITI ALLE EMISSIONI E CARBON PRICING

Introduzione di leggi e regolamenti che introducano limiti emissivi più stringenti sia per via amministrativa (non market driven) sia market based, come per esempio Carbon Tax nei settori non ETS (Emission Trading System) ed espansione dell'ETS in altri settori.

> 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 posti in essere, 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.

INCENTIVI ALLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Incentivi e opportunità di sviluppo in ottica di transizione energetica, con conseguente orientamento del sistema energetico verso l'utilizzo di fonti a basso contenuto emissivo come mainstream dei mix energetici dei Paesi, maggiore elettrificazione dei consumi, efficienza energetica, flessibilità del sistema elettrico e potenziamento delle infrastrutture, con impatti positivi in termini di ritorno sugli investimenti e nuove opportunità di business.

> Opportunità: volumi e margini addizionali dovuti a investimenti aggiuntivi nel settore elettrico, in linea con la strategia di elettrificazione, decarbonizzazione e potenziamento/digitalizzazione delle infrastrutture abilitanti.
> Rischio: presenza di ostacoli al raggiungimento dei target della transizione energetica, dovuti a framework regolatori non efficaci nel sostenere la transizione energetica, lentezza nei processi di autorizzazioni amministrative, mancato potenziamento della rete elettrica ecc.

REGOLAZIONE IN MATERIA DI RESILIENZA

Miglioramento degli standard o introduzione di meccanismi ad hoc 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 qualità e continuità del servizio 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

Incentivi alla transizione energetica attraverso appropriate misure di policy e strumenti finanziari, 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 sul costo e sugli oneri di finanziamento; introduzione di strumenti di supporto agevolato (fondi e bandi) per la transizione.
> Rischio: azioni e strumenti non sufficienti a fornire incentivi coerenti con un posizionamento complessivo in ottica di transizione energetica, incertezza o rallentamento sull'introduzione di nuovi strumenti e regole per effetto del peggioramento delle condizioni di finanza pubblica o a causa di una diversa applicabilità sul perimetro geografico del Gruppo.

Market

DINAMICHE DI MERCATO

Le dinamiche di mercato, come quelle relative alla variabilità dei prezzi delle commodity, l'incremento dei consumi elettrici per effetto della transizione energetica e la penetrazione delle rinnovabili hanno impatto sui driver di business, con effetti sulla marginalità e sui volumi di produzione e vendita.

> Opportunità: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori spazi per le rinnovabili e per tutte le fonti di flessibilità.
> Rischio: esposizione delle tecnologie "merchant" alla volatilità dei prezzi di mercato.

Technology

PENETRAZIONE NUOVE TECNOLOGIE

Progressiva penetrazione di nuove tecnologie come storage, demand response e green hydrogen; leva digitale per trasformare i modelli operativi e i modelli di business "a piattaforma".

> Opportunità: investimenti nello sviluppo di soluzioni tecnologiche.

Product and Services

ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI RESIDENZIALI

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

> Opportunità: aumento dei consumi elettrici nel contesto di una riduzione dei consumi energetici, grazie alla maggiore efficienza del vettore elettrico.
> Rischio: aumento della competizione in questo segmento di mercato.

MOBILITÀ ELETTRICA ED ELETTRIFICAZIONE CONSUMI INDUSTRIALI

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".

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.
A differenza degli impatti climatici cronici, è possibile affermare che le evidenze di scenario di transizione possono avere impatti già nel breve e nel medio-lungo periodo (entro il 2030).

Analogamente a quanto fatto per le variabili climatiche, è possibile effettuare uno stress test del Piano Industriale corrente (2021-2023) sui fattori potenzialmente influenzati dallo scenario di transizione, con particolare riferimento al prezzo della CO_2 (ETS). Esaminando le principali variabili di transizione, infatti, il prezzo della CO_2 risulta essere un driver particolarmente attendibile delle misure regolatorie che possono accelerare il processo di transizione.

Per valutare l'impatto della possibile modifica di questo driver vengono rappresentati gli effetti di un potenziale aumento del prezzo della CO_2 di +/-10% sul perimetro geografico di Italia e Spagna. Tale variazione di prezzo andrebbe a modificare il prezzo di equilibrio di entrambi i mercati wholesale, con ripercussioni sui margini della Global Power Generation, sia degli impianti convenzionali sia di quelli rinnovabili.

Per quantificare i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica nel lungo periodo, sono stati presi in considerazione gli scenari di transizione descritti nel

paragrafo "Lo scenario di transizione" sui perimetri geografici di Italia e Spagna. Sono stati quindi identificati gli effetti sulle variabili che maggiormente possono influenzare il business, in particolare negli scenari Brigther Future la domanda elettrica guidata da una maggiore elettrificazione dei consumi e il mix energetico di generazione. Tali considerazioni offrono spunti per determinare quale potrà essere il posizionamento strategico del Gruppo in ottica di allocazione delle risorse.

A una maggiore ambizione in termini di decarbonizzazione ed efficienza energetica, 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.

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 lo scenario Brigther Future apporterebbe ai risultati del 2030 rispetto allo scenario Reference.

Visto il livello di ambizione definito nel piano nazionale, i due scenari in Iberia non prevedono sostanziali incrementi della penetrazione delle energie rinnovabili, e pertanto non si stimano impatti sensibili derivanti da variazioni del prezzo power. In Italia, al contrario, lo scenario Brighter Future abilita una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili, con effetti additivi sulla capacità installata, parzialmente bilanciati da una possibile riduzione dei prezzi power. Effetti analoghi sono altamente probabili in altre geografie, come per esempio il Nord America.

In riferimento all'elettrificazione dei consumi, invece, lo scenario Brighter Future prevede tassi di penetrazione maggiori delle più efficienti tecnologie elettriche. In particolare, il sensibile aumento di veicoli elettrici e dei sistemi di riscaldamento/raffrescamento basati sulle pompe di calore causa un incremento di domanda del 5% rispetto allo scenario Reference, che si stima possa determinare impatti positivi sia sul business Retail sia sui servizi "beyond commodity" offerti da Enel X. La maggior penetrazione delle pompe di calore potrebbe generare nel contempo una riduzione sulle vendite di gas in ambito Retail dovuta al graduale switching verso il vettore elettrico; si stima che comunque l'effetto complessivo sia positivo dal punto di vista dei risultati di EBITDA, accompagnato anche da una riduzione delle emissioni di CO_2 legate agli obiettivi SBTi sullo Scope 3.

Lo scenario Brigther Future, come visto in precedenza, comporterà 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 di distribuzione.

TRANSIZIONE

Categoria di rischio e opportunità	Orizzonte temporale [1]	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione – Tipologia impatto		Quantificazione – range <100 €mln	100-300 €mln	>300 €mln
Policy & Regulation	Breve-medio	**Rischio**: impatto sul margine dovuto a interventi sul prezzo della CO_2. Considerando i potenziali effetti delle misure regolatorie per incentivare la transizione energetica, il Gruppo valuta l'esposizione a variazioni di **prezzo della CO_2 di +/-10%** attraverso analisi di sensitivity.	Global Power Generation	Italia e Iberia	EBITDA/anno	+10% -10%	■ ■		
Global Power Generation	Medio	**Opportunità**: maggiore spazio per investimenti in nuova capacità rinnovabile. **Rischio**: decremento prezzo power per maggiore penetrazione rinnovabili. Considerando due scenari di transizione alternativi il Gruppo ha valutato gli effetti della maggiore penetrazione delle rinnovabili sul prezzo power di riferimento e sulla capaità addizionale al 2030.	Global Power Generation	Italia e Iberia	EDITDA 2030 Brighter *vs* Reference			■	
Mercato	Medio	**Opportunità**: maggiori margini dagli effetti della transizione in termini di elettrificazione dei consumi. **Rischio**: aumento della competizione e possibile decremento della market share. Considerando due scenari di transizione alternativi il Gruppo ha valutato gli effetti dei trend di efficienza, di adozione di apparecchi elettrici e di penetrazione di EV per valutarne i potenziali impatti sulla domanda elettrica, comprensivi degli effetti sul portafoglio clienti Gas dovuti alla maggiore elettrificazione.	Retail	Italia e Iberia	EBITDA 2030 Brighter *vs* Reference		■		
Product & Services	Medio	**Opportunità**: maggiori margini e maggiore spazio per **investimenti** prodotti dagli effetti della transizione in termini di penetrazione di nuove tecnologie e del **trasporto elettrico**. Considerando due scenari di transizione alternativi il Gruppo ha valutato gli effetti dei trend di elettrificazione del trasporto ed elettrificazzione dei consumi domestici per valutarne i potenziali impatti.	Enel X	Italia e Iberia	EBITDA 2030 Brighter *vs* Reference			■	

(1) Orizzonte temporale: breve (2020-2022); medio (fino al 2030); lungo (2030-2050).

■ Upside scenario policy correnti

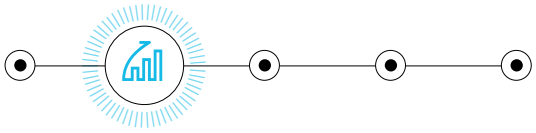
■ Downside scenario policy correnti

Panorama competitivo

I mercati e i business nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva e crescente competizione ed evoluzione da un punto di vista sia tecnologico sia di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese. Come risultato di questi processi, Enel è esposta a una crescente pressione competitiva ed, essendo l'elettricità il vettore di questo secolo, la competizione aumenta anche a opera di settori contigui, offrendo, d'altro canto, la possibilità alle utility di poter affacciarsi su nuovi business. La differenziazione su cui il Gruppo può contare, sia a livello geografico sia in merito ai diversi settori in cui esso opera, costituisce un importante fattore di mitigazione ma al fine di orientare al meglio le linee guida di sviluppo strategico l'evoluzione del panorama competitivo viene costantemente monitorata, sia all'interno sia all'esterno del mondo delle utility.

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:



Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi 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 45 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.
A tale riguardo, si rileva che la volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari dall'inizio della pandemia in molti casi è rientrata ai livelli pre-COVID-19 ed è stata compensata da efficaci azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari derivati.

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 materie prime, tra i quali i prezzi di combustibili ed energia elettrica (rischio di prezzo), sia per la mancanza di domanda o disponibilità di 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 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, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

Nel 2020, la diffusione pandemica del virus COVID-19 ha generato una complessa crisi economica a livello globale, provocando incrementi significativi nelle volatilità dei prezzi delle materie prime. Enel ha contenuto il rischio al di sotto dei livelli limite stimati nel 2019 per l'anno in corso, grazie a un'attenta e tempestiva attività di mitigazione, alla diversificazione geografica del business e al crescente impulso dato alla transizione energetica verso il processo di decarbonizzazione e l'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di energia.

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.

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.

Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio di tasso di cambio derivante dalla conversione in euro delle poste relative alle partecipazioni in società la cui divisa di conto è diversa dall'euro (c.d. "rischio traslativo").
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 traslativo.
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. Si rileva che la volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari durante la pandemia in molti casi è rientrata ai livelli pre-COVID-19 ed è stata compensata da azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari 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 o appartenenti alla stessa area geografica.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

> vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
> attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico o da operazioni su strumenti finanziari (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 alla crisi pandemica globale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione dei clienti commerciali che hanno avuto una bassa esposizione agli impatti del COVID (per es., utility e società di distribuzione).

LIQUIDITÀ

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli 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 2020 il profilo di rischio di Enel non ha subíto variazioni rispetto al 2019. Pertanto, al termine dell'esercizio, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB+" con outlook stabile secondo Standard & Poor's; (ii) "A-" con outlook stabile secondo Fitch; (iii) "Baa2" con outlook positivo secondo Moody's. Si rileva che il 15 gennaio 2021 l'agenzia Moody's ha aggiornato il rating di Enel portandolo

a Baa1. L'upgrade del rating riflette i progressi realizzati nel miglioramento del profilo di rischio aziendale del Gruppo, come risultato dei continui investimenti in reti ed energie rinnovabili, della maggiore diversificazione geografica e della focalizzazione sul finanziamento centralizzato.

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli 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.
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 agli effetti COVID-19, si rileva che nonostante gli effetti della pandemia, gli indici di rischio di liquidity monitorati per il Gruppo si sono mantenuti all'interno dei limiti fissati per l'anno 2020.

Rischi connessi alla tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



CYBER SECURITY

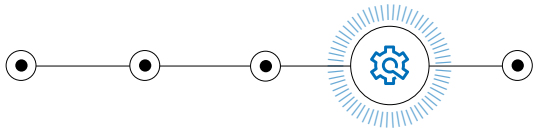
La velocità dello sviluppo tecnologico, suscettibile di generare sfide sempre nuove, la frequenza e l'intensità degli attacchi informatici in costante aumento, così come la tendenza a colpire infrastrutture critiche e settori industriali strategici, evidenziano il potenziale rischio che, in casi estremi, 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 (furti di dati aziendali e relativi alla clientela), risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo. Nel caso del Gruppo, ciò è dovuto ai numerosi contesti in cui questo 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 adottato un modello olistico di governance relativo alla cyber security, che si applica 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, sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nella progettazione e gestione dei sistemi. Esso si sforza, inoltre, di utilizzare le tecnologie di punta del mercato, di progettare processi aziendali *ad hoc*, di rafforzare la consapevolezza informatica da parte delle persone e di recepire i requisiti normativi relativi alla sicurezza informatica. 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. Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti nel campo della sicurezza informatica.
Infine, già dal 2019, il Gruppo ha stipulato un'assicurazione sui rischi connessi alla cyber security al fine di attenuare i pericoli informatici.

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 dall'unità Global Digital Solutions (GDS), responsabile di guidare la trasformazione digitale del Gruppo. Tale unità ha 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 all'unità Global Digital Solutions 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:



I principali rischi per la salute e sicurezza cui sono esposti il personale di Enel e le 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 e dei regolamenti e procedure vigenti in materia di salute e sicurezza, ambienti di lavoro, gestione delle strutture, assett 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. L'identificazione di tali rischi è stata effettuata attraverso un'analisi dei principali eventi occorsi negli ultimi tre anni. In particolare, in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono quelli più rilevanti, 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.

SALUTE E SICUREZZA

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 BS OHSAS 18001 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. 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. 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.
Inoltre, in relazione alle emergenze relative a salute, sicurezza e ambiente, è stata costituita un'unità all'interno della Funzione HSEQ di Holding con riferimenti in ciascuna Linea di Business e Paese al fine di assicurare la definizione della strategia e delle policy globali per la gestione delle emergenze e la loro adozione in ogni realtà del Gruppo. In particolare, questo assetto organizzativo e i relativi processi gestionali consentono di indirizzare, integrare e monitorare, sia a livello di Gruppo sia nei singoli Paesi in cui esso opera, tutte le azioni di prevenzione, protezione, tutela e di intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e appaltatori, anche 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.
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 una 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 l'adozione 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 e i consumi idrici, soprattutto in aree a elevato water stress.
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 water stress, 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 di monitoraggio terrestre, marino e fluviale per verificare l'efficacia delle misure adottate al fine di proteggere, restaurare e conservare 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 Diritti Umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.
Le procedure che governano i processi di approvvigionamento sono tutte volte a garantire comportamenti orientati al massimo rispetto di valori chiave quali lealtà, professionalità, collaborazione, trasparenza e tracciabilità dei processi decisionali.
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. In questo senso, il sistema procedurale del Global Procurement guida l'operatività quotidiana delle diverse unità di approvvigionamento che, adottando pressoché sistematicamente lo strumento della gara, assicurano la massima concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso dei requisiti tecnici, economico/finanziari, ambientali, di sicurezza, dei diritti umani, legali ed etici.
Il sistema di qualificazione dei fornitori è unico per tutto il Gruppo Enel e presidia la verifica dei suddetti requisiti. Infatti, attraverso il sistema di qualificazione – ancor prima che il processo di approvvigionamento abbia inizio – Enel verifica che i propri potenziali fornitori siano in linea con la propria visione strategica e aspettative su tutti i profili citati e che aderiscano ai medesimi valori.
Il sistema globale di qualificazione dei fornitori consente un'accurata valutazione delle imprese che intendano partecipare alle procedure di approvvigionamento e rappresenta una garanzia per Enel, poiché costituisce un elenco aggiornato di soggetti con accertata affidabilità cui attingere nonché la possibilità, nel rispetto delle norme vigenti in materia, per i fornitori di essere interpellati nelle gare di approvvigionamento indette dalle società del Gruppo. Alla procedura di qualificazione fa da completamento il processo di Supplier Performance Management, volto a effettuare un monitoraggio delle performance dei fornitori su correttezza dei comportamenti in sede di gara, qualità, puntualità e sostenibilità nell'esecuzione del contratto. L'approvvigionamento con affidamento diretto e senza procedura competitiva può avvenire solamente in casi eccezionali, opportunamente motivati, nel rispetto della normativa vigente in materia.
L'efficacia della gestione del rischio della supply chain viene monitorata attraverso alcuni indicatori di performance, tra i quali la concentrazione dei contratti verso singoli fornitori o gruppi industriali, la dipendenza del fornitore verso Enel, l'indice di rotazione dei fornitori ecc.), per i quali si definiscono soglie che indirizzano la definizione della strategia di approvvigionamento.
Le azioni intraprese per contrastare gli impatti derivanti dall'emergenza COVID-19, sono state incentrate nella 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).

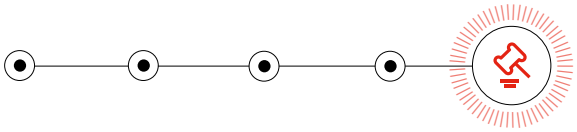
PERSONE E ORGANIZZAZIONE

Le profonde trasformazioni del settore energetico, caratterizzate da una forte spinta tecnologica, richiedono la presenza di nuovi profili e competenze professionali, nonché un importante cambiamento di carattere culturale e organizzativo. Le organizzazioni devono orientarsi verso nuovi modelli di business, agili e flessibili. Politiche di valorizzazione delle diversità e di gestione e promozione dei talenti diventano elementi chiave in aziende che stanno gestendo la transizione e che hanno una presenza geografica diffusa.

Enel pone le persone che lavorano in azienda al centro del proprio modello di business: la gestione del capitale umano costituisce una priorità cui sono legati specifici obiettivi. Tra questi, i principali sono: lo sviluppo di capacità e di competenze digitali rese necessarie dalla Quarta Rivoluzione Industriale, nonché la promozione di programmi di reskilling e upskilling per i dipendenti al fine di supportare la transizione energetica; il corretto coinvolgimento dei dipendenti rispetto al purpose aziendale, che garantisce migliori risultati a fronte di una maggiore soddisfazione per le persone; 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 inclusione, nonché di una cultura organizzativa inclusiva fondata sui princípi di non discriminazione e pari opportunità, driver fondamentale affinché tutti possano apportare il proprio contributo. Inoltre, Enel sta sviluppando specifiche iniziative per diffondere la metodologia di lavoro agile all'interno dei processi aziendali. Il Gruppo si impegna a potenziare la resilienza e la flessibilità dei modelli organizzativi attraverso la semplificazione e la digitalizzazione al fine di abilitare l'efficacia e l'autonomia delle nostre persone all'interno di nuovi schemi di smart working, già efficacemente testati in risposta all'emergenza pandemica da COVID-19, che saranno elemento chiave dei modelli di lavoro futuri.

Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito:



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 nell'accelerare il processo di trasformazione verso un modello di business basato su piattaforma digitale, attraverso un approccio data driven e incentrato sul cliente, che si sta implementando lungo l'intera catena del valore.

L'azienda, presente in più di 40 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (circa 70 milioni di clienti), mentre circa 67.000 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 2021-2023.

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 dove 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 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.



4

PERFORMANCE & METRICS

Informazioni integrate
I risultati financial e non-financial sono riportati in forma integrata per dare una visione complessiva dell'andamento del Gruppo.

Utile netto ordinario 2020 in crescita del 9% rispetto al 2019
Miglioramento dei risultati operativi ordinari comprensivi dei minori ammortamenti del periodo ed efficiente gestione finanziaria.

Investimenti a oltre 10 miliardi di euro
45,4% in Enel Green Power e 38,6% in Infrastrutture e Reti.

33% 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).


Green Power

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 3 dicembre 2015 CONSOB ha emesso la comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi orientamenti, che aggiornano la precedente raccomandazione CESR (CESR/05-178b), 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 nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship. Esclude 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 lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship.
È determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo 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 nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship.
È pari al "Risultato netto del Gruppo" rettificato principalmente 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, Infrastrutture e Reti, Enel X e Mercati finali (escludendo il gas).

Valore aggiunto globale lordo da continuing operations: definito come il valore creato dal Gruppo nei confronti degli stakeholder, è pari al totale dei "Ricavi", inclusi i "Proventi/(Oneri) netti derivanti dalla gestione delle commodity" al netto dei costi esterni intesi come somma algebrica dei "costi di combustibili", dei "costi per acquisto energia", dei "costi per materiali", dei "costi per lavori interni capitalizzati", degli "altri costi" e dei "costi per servizi e godimento beni di terzi", quest'ultimi però al netto dei "costi per canoni fissi di derivazione acqua" e dei "costi dei canoni per occupazione suolo pubblico".

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 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" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e tenendo conto dei "Debiti finanziari a breve" inclusi nelle "Altre passività correnti";
> al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
> al netto dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti".

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

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 7 del Bilancio consolidato.



RISULTATI DEL GRUPPO

207,1 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

di cui **105,4 TWh** rinnovabile

53,6 %

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

per un totale di **45,0 GW**

2,2 milioni di km

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

44,2 milioni

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI

Utenti finali digitalizzati pari al **60%**

69,5 milioni

CLIENTI RETAIL

di cui **23,1 mln** mercato libero

105.237 n.

PUNTI DI RICARICA

+32,3% rispetto al 2019

Dati operativi

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

SDG		2020	2019	2020-2019
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	207,1	229,1	(22,0)
	di cui:			
7	*- rinnovabile (TWh)*	*105,4*	*99,4*	*6,0*
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	84,0	84,3	(0,3)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW) (1)	45,0	42,1	2,9
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	53,6%	50,0%	7,2%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW) (2)	2,91	3,58	(0,67)
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) (3)	484,6	507,7	(23,1)
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.) (4) (5)	44.292.794	43.821.596	471.198
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km) (6)	2.231.961	2.219.008	12.953
	Utenti finali (n.) (6)	74.303.931	73.811.964	491.967
	Energia venduta da Enel (TWh) (7)	298,2	322,0	(23,8)
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3) (7)	9,7	10,8	(1,1)
	Clienti retail (n.) (8)	69.517.932	70.471.612	(953.680)
	- di cui mercato libero (8)	*23.164.875*	*23.013.224*	*151.651*
11	Demand response (MW)	6.038	6.297	(259)
11	Punti di ricarica (n.) (9)	105.237	79.565	25.672
11	Storage (MW)	123	110	13

(1) Si precisa che la potenza efficiente netta installata rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 48,6 GW al 31 dicembre 2020 e a 45,8 GW al 31 dicembre 2019.

(2) Si precisa che la potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile, includendo anche la capacità gestita, è pari a 3,1 GW al 31 dicembre 2020 e a 3 GW al 31 dicembre 2019.

(3) I dati del 2019 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

(4) Il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

(5) Di cui smart meter di seconda generazione 18,2 milioni nel 2020 e 13,1 milioni nel 2019.

(6) I dati del 2019 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

(7) I volumi contengono anche le vendite ai grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

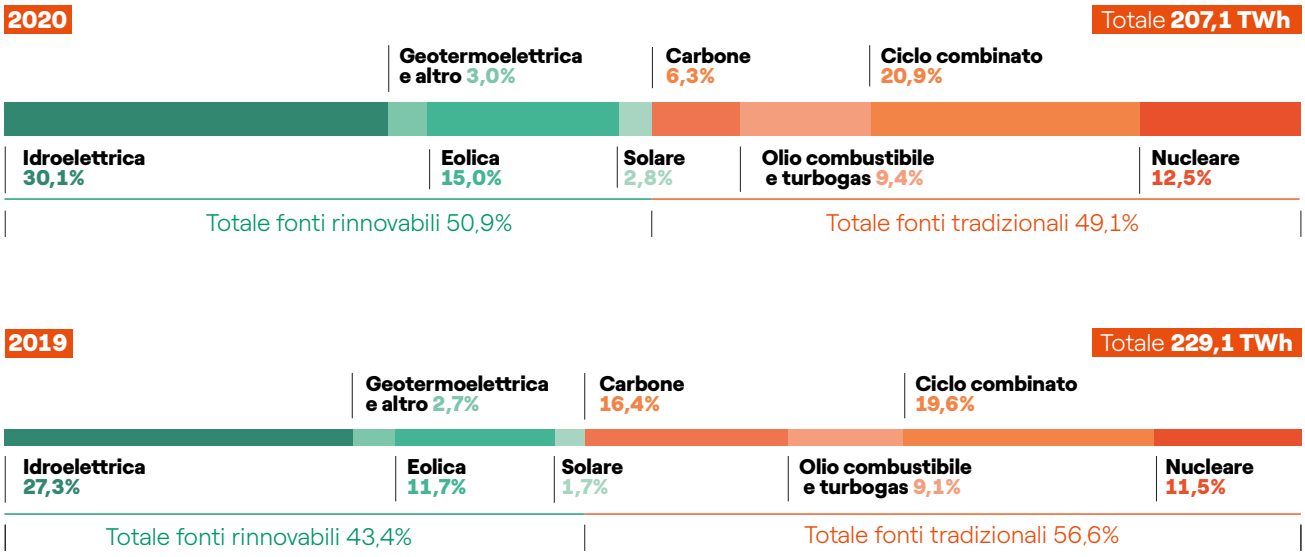
(8) Contengono anche i grandi clienti delle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

(9) Si precisa che i punti di ricarica, inclusivi dei punti di interoperabilità, sono pari a circa 186.000 al 31 dicembre 2020 e a circa 82.000 al 31 dicembre 2019.

Generazione di energia elettrica

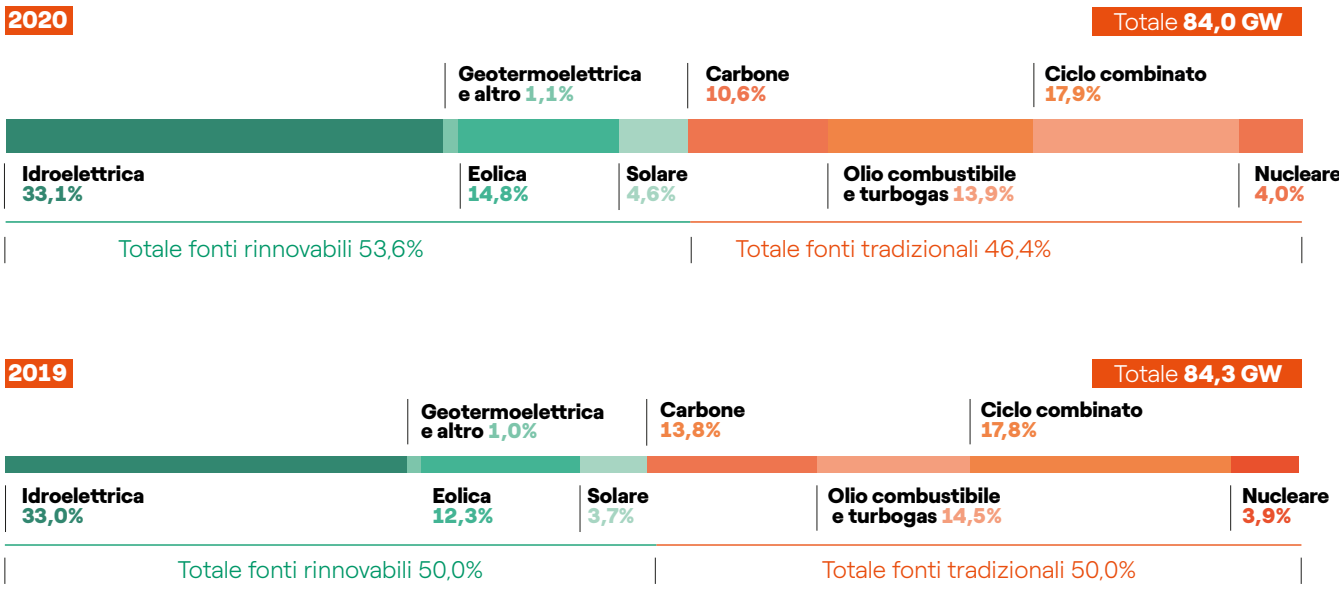
L'**energia netta prodotta** da Enel nel 2020 registra un decremento di 22 TWh (-9,6%) rispetto al valore registrato nel 2019. In particolare, il calo risente della minor produzione da fonte termoelettrica (-27,5 TWh), principalmente per la minore produzione da carbone (-24,4 TWh), parzialmente compensata dalla maggiore produzione da fonti rinnovabili (+6,0 TWh). In particolare, tale ultimo incremento è connesso alla maggiore produzione da fonte eolica (+4,3 TWh) e da fonte solare (1,8 TWh) prevalentemente in Spagna e Nord America per l'entrata in esercizio di nuovi impianti.
La produzione da fonte nucleare, pari a 25,8 TWh, è in diminuzione di 0,4 TWh rispetto a quanto registrato nel 2019.

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (%)



A fine dicembre 2020 la **potenza efficiente netta installata** totale del Gruppo è pari a 84,0 GW, in diminuzione rispetto al 2019 di 0,3 GW. La dismissione di 3 GW di impianti a carbone e a olio combustibile in Italia e Spagna è stata solo in parte compensata dalla nuova capacità da fonte rinnovabile principalmente eolica e solare in Nord America (1,4 GW), in Brasile (0,9 GW) e in Spagna (0,4 GW).

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA NETTA PER FONTE (%)



Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale

214 gCO$_{2eq}$/kWh

EMISSIONI DIRETTE DI GAS SERRA - SCOPE 1 - SPECIFICHE

-28,2% rispetto al 2019

20,4 mln m^3

CONSUMO DI ACQUA TOTALE

-64,9% rispetto al 2019

63,4%

GENERAZIONE A ZERO EMISSIONI

(incidenza % sul totale)

€ 15.616 milioni

EBITDA ORDINARIO PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON

€ 9.575 milioni

CAPEX PER PRODOTTI, SERVIZI E TECNOLOGIA LOW CARBON

Principali indicatori legati al cambiamento climatico

		2020	2019	2020-2019	
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 (1)	(mln t_{eq})	45,26	69,98	(24,72)	-35,3%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (location based)	(mln t_{eq})	1,43	1,55	(0,12)	-7,7%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Acquisto di energia dalla rete (market based)	(mln t_{eq})	2,28	2,30	(0,02)	-0,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Perdite della rete di distribuzione (location based)	(mln t_{eq})	3,56	3,82	(0,26)	-6,8%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 2 - Perdite della rete di distribuzione (market based)	(mln t_{eq})	5,57	6,00	(0,43)	-7,2%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3	(mln t_{eq})	47,70	56,92	(9,22)	-16,2%
- di cui emissioni relative a vendite di gas	(mln t_{eq})	*21,48*	*23,92*	*(2,44)*	*-10,2%*
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 - specifiche	(gCO$_{2eq}$/kWh)	214	298	(84)	-28,2%
Emissioni specifiche SO_2	(g/kWh)	0,10	0,59	(0,49)	-83,1%
Emissioni specifiche NO_x	(g/kWh)	0,36	0,60	(0,24)	-40,0%
Emissioni specifiche Polveri	(g/kWh)	0,01	0,12	(0,11)	-91,7%
Incidenza generazione a zero emissioni sul totale	(%)	63,4	54,9	8,5	15,5%
Totale consumi diretti di combustibile	(Mtep)	23,9	30,1	(6,2)	-20,6%
Rendimento medio parco termoelettrico (2)	(%)	44,2	42,0	2,2	5,2%
Prelievo di acqua in zone water stressed (3)	(%)	22,9	25,4	(2,5)	-9,8%
Prelievo specifico di acqua per produzione complessiva (4)	(l/kWh)	0,20	0,33	(0,13)	-39,4%
Prezzo di riferimento della CO_2	(€)	24,72	24,8	(0,1)	-0,3%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon (5)	(milioni di euro)	15.616	16.241	(625,0)	-3,8%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	(milioni di euro)	9.575	9.131	444,0	4,9%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale	(%)	94,0	92,0	2,0	2,2%

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica rapportato al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica (compreso il contributo del calore).

(2) Il calcolo non considera gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. Inoltre, i valori non tengono in considerazione il consumo e la generazione per la cogenerazione relativa al parco termoelettrico russo. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.

(3) Il dato del 2019 è stato ricalcolato sulla base della modifica del perimetro degli impianti in zone water stressed.

(4) Il prelievo specifico è costituito da tutte le quote di prelievi di acqua da fonti superficiali (comprese le acque piovane recuperate), sotterranee, da terze parti, di mare e da reflui (quota relativa agli approvvigionamenti da terze parti) utilizzate per processo e per raffreddamento in ciclo chiuso, tranne la quota di acqua di mare rigettata in mare dopo il processo di desalinizzazione (salamoia).

(5) Il dato comparativo del 2019 è stato adeguato per tener conto del fatto che in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

L'ambizione del Gruppo alla leadership nella lotta al cambiamento climatico si è ulteriormente rafforzata nel 2020: l'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette per il 2020, fissato nel 2015 a 350 g_{eq}/kWh di CO_2, con una riduzione del 25% rispetto al valore del 2007, era stato già raggiunto con due anni di anticipo. Il 2020 si è chiuso con una riduzione del 40% delle emissioni specifiche da produzione termoelettrica rispetto all'anno base 2007. Nel 2020 le emissioni dirette di CO_2 equivalente (Scope 1) sono pari a 45,26 milioni di tonnellate equivalenti registrando una diminuzione del 35,3% rispetto al 2019. Tale riduzione, come detto precedentemente, è dovuta a una minore produzione termoelettrica, attribuibile essenzialmente a una forte riduzione della generazione da impianti a carbone per l'assenza nell'anno del contributo della centrale di Reftinskaya uscita dal perimetro per vendita nel 2019 e la concomitante diminuzione dell'attività a carbone in Italia, Spagna e Cile per l'accelerazione del processo di transizione energetica. Inoltre, anche la generazione dagli altri impianti a più elevate emissioni ha subíto una riduzione a vantaggio di quella da fonte rinnovabile.

L'energia prodotta da Enel nel 2020 da fonti a emissioni zero si attesta al 63,4% della produzione totale, in significativo aumento rispetto al 2019 (pari al 54,9%) per l'incremento dell'apporto da fonte solare ed eolica.

A causa della contrazione della produzione da carbone, SO_2 e Polveri registrano un andamento fortemente decrescente, pari rispettivamente a -83,1% e -91,7% rispetto al 2019. Anche le emissioni di NO_x riportano un valore in diminuzione pari a -40% dovuto alla minore produzione termoelettrica.

Gestione responsabile della risorsa idrica

		2020	2019	2020-2019	
Totale prelievi	(mln m³)	51,5	77,3	(25,8)	-33,4%
Prelievo di acqua in zone water stressed [1]	(%)	22,9	25,4	(2,5)	-9,8%
Prelievo specifico di acqua per produzione complessiva [2]	(l/kWh)	0,20	0,33	(0,13)	-39,4%
Consumo di acqua totale	(mln m³)	20,4	58,1	(37,7)	-64,9%
Consumo di acqua in zone water stressed	(%)	31,6	23,7	7,9	33,3%

(1) Il dato del 2019 è stato ricalcolato sulla base della modifica del perimetro degli impianti in zone water stressed.

(2) Il prelievo specifico è costituito da tutte le quote di prelievi di acqua da fonti superficiali (comprese le acque piovane recuperate), sotterranee, da terze parti, di mare e da reflui (quota relativa agli approvvigionamenti da terze parti) utilizzate per processo e per raffreddamento in ciclo chiuso, tranne la quota di acqua di mare rigettata in mare dopo il processo di desalinizzazione (salamoia).

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, pertanto Enel considera la disponibilità di questa risorsa quale fattore critico negli scenari energetici futuri.

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.

Il monitoraggio dei siti avviene attraverso i seguenti livelli di analisi:

- mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree water stressed individuate con riferimento alle condizioni di "baseline water stress" indicate dal World Resources Institute nell'"Aqueduct Water Risk Atlas";
- individuazione dei siti di produzione "critici", ossia di quelli ubicati in aree water stressed e in cui si effettua approvvigionamento di acqua dolce per esigenze di processo;
- verifica delle modalità di gestione della risorsa idrica adottate in questi impianti, al fine di minimizzare i consumi e massimizzare i prelievi da fonti di minor pregio o non scarse (acque reflue, industriali e di mare).

Circa l'11% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato acqua dolce in zone water stressed. Nel 2020 il prelievo complessivo di acqua è stato pari a 51,5 milioni di metri cubi, il 33,4% in meno rispetto al 2019, a causa della minore produzione termoelettrica rispetto all'anno precedente. Il prelievo specifico di acqua del 2020 è stato pari a circa 0,20 l/kWh, inferiore del 39,4% rispetto al 2019.

Tutela della biodiversità

La tutela della biodiversità è uno degli obiettivi strategici della politica ambientale di Enel. Nei diversi territori in cui il

Gruppo è presente vengono promossi specifici progetti allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat. I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: inventari e monitoraggi, programmi di tutela specifici per la conservazione di particolari specie a rischio di estinzione, studi e ricerche metodologiche, ripopolamenti e reimpianti, realizzazione di supporti infrastrutturali per favorire la presenza e il movimento delle specie (per es., nidi artificiali nelle linee di distribuzione per l'avifauna, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici per la fauna ittica), programmi di restaurazione ecologica e riforestazioni.
Nel 2020 sono stati attivi 187 progetti per la tutela delle specie e degli habitat naturali, per una superficie interessata dal recupero di habitat di 4.479 ettari.

Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nel 2020 è pari a 484,6 TWh, in diminuzione di 23,1 TWh (-4,5%) rispetto al valore nel 2019 registrata essenzialmente in Italia (-14,5 TWh), in Brasile (-3,4 TWh) e in Spagna (-2,0 TWh).
Il numero degli **utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra nel 2020 un incremento di 471.198 principalmente in Spagna (+211.228) e Romania (+288.859).

L'**energia venduta da Enel** nel 2020 è pari a 298,2 TWh e registra un decremento di 23,8 TWh (-7,4%) rispetto all'esercizio precedente. Si rilevano minori quantità vendute in particolare in Italia (-7,3 TWh), Spagna (-8,7 TWh), America Latina (-6,9 TWh,) principalmente in Brasile (-2,7 TWh), e Romania (-0,9 TWh). Inoltre, il **gas venduto** nel 2020 è pari a 9,7 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 1,1 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.
Sono numerosi i processi che Enel ha definito per garantire con continuità un servizio di qualità ai clienti. In Italia vengono svolti monitoraggi sistematici sui processi di vendita e gestionali per garantire la qualità commerciale di tutti i canali di contatto (servizio clienti telefonico, negozi e Punti Enel, bollette, app, email, social media, account manager, fax).
L'obiettivo è assicurare la conformità alle prescrizioni nel rispetto della normativa vigente, della privacy e delle norme a tutela della libertà e dignità dei lavoratori.

Enel prosegue inoltre il suo impegno per una sempre maggiore digitalizzazione, diffusione della fatturazione elettronica e sviluppo di nuovi servizi. Con Enel X, Enel offre soluzioni innovative per i clienti residenziali (smart home, domotica, solare, caldaie, servizi di manutenzione, illuminazione ecc.), per la Pubblica Amministrazione (illuminazione pubblica, servizi di monitoraggio per le smart city, servizi di sicurezza ecc.), per i grandi clienti (demand response, consulenza ed efficienza energetica), e promuove la mobilità elettrica attraverso lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubbliche e private.
I **punti di ricarica di Enel** nel 2020 sono in crescita rispetto al 2019 di 25.672 unità. I punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 21.033 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 4.639 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici del Gruppo

€ 16.816 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 17.704 mln nel 2019

€ 8.368 milioni

RISULTATO OPERATIVO

+21,7% rispetto al 2019

€ 2.610 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

+20,1% rispetto al 2019

€ 17.940 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

di cui **64%** eleggibile secondo la tassonomia europea

€ 11.284 milioni

RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO

di cui **30,7%** da Enel Green Power

€ 5.197 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

+9,0% rispetto al 2019

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Ricavi	64.985	80.327	(15.342)	-19,1%
Costi	47.957	61.890	(13.933)	-22,5%
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	(212)	(733)	521	71,1%
Margine operativo lordo	**16.816**	**17.704**	**(888)**	**-5,0%**
Ammortamenti e impairment	8.448	10.826	(2.378)	-22,0%
Risultato operativo	**8.368**	**6.878**	**1.490**	**21,7%**
Proventi finanziari	4.607	3.953	654	16,5%
Oneri finanziari	7.213	6.397	816	12,8%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(2.606)**	**(2.444)**	**(162)**	**-6,6%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(299)**	**(122)**	**(177)**	**-**
Risultato prima delle imposte	**5.463**	**4.312**	**1.151**	**26,7%**
Imposte	1.841	836	1.005	-
Risultato delle continuing operations	**3.622**	**3.476**	**146**	**4,2%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**3.622**	**3.476**	**146**	**4,2%**
Quota di interessenza del Gruppo	2.610	2.174	436	20,1%
Quota di interessenza di terzi	1.012	1.302	(290)	-22,3%

Impatti economici da COVID-19

In osservanza delle recenti raccomandazioni dell'ESMA e della CONSOB, il Gruppo ha avviato analisi interne volte a una valutazione degli impatti reali e potenziali del COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica.

Alla luce dello scenario macroeconomico commentato in precedenza, l'impatto del COVID-19 risulta maggiormente rilevante sulle Linee di Business più proiettate sul mercato come Mercati finali ed Enel X tenuto conto del fatto che risentono di una significativa riduzione della domanda e di un generale rallentamento nell'acquisizione di nuova clientela. Nello specifico, poi, i Mercati finali risentono della contrattazione in eccesso di energia elettrica (overcontracting) in regime di riduzione della domanda e dei relativi volumi, oltre al fatto che si registra un rallentamento nelle curve di incasso, sia per gli effetti della crisi e dei lockdown che hanno inciso sulla tempestività dei pagamenti, sia per le pratiche adottate da alcuni Paesi che hanno sospeso la possibilità di interrompere le forniture di energia dei clienti morosi (c.d. "dunning"). In Enel X, invece, si è registrato un generale rallentamento nello sviluppo del suo portafoglio di nuovi business nei primi nove mesi del 2020, in buona parte recuperato nel corso del quarto trimestre, soprattutto in Italia, alla luce delle norme previste dal Governo per favorire la ripartenza dell'economia.

Fermo restando l'attuale clima di incertezza e in base alle migliori conoscenze a oggi disponibili, di seguito si riportano gli effetti economici stimati per il COVID-19 a livello di margine operativo lordo, margine operativo lordo ordinario, risultato operativo, risultato operativo ordinario, risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario.

Milioni di euro	Domanda	Costi COVID-19	Svalutazione crediti	Totale
Margine operativo lordo	(727)	(133)	-	(860)
Risultato operativo	(727)	(133)	(290)	(1.150)
Risultato netto del Gruppo	(298)	(86)	(154)	(538)
Margine operativo lordo ordinario	(727)	-	-	(727)
Risultato operativo ordinario	(727)	-	(290)	(1.017)
Risultato netto del Gruppo ordinario	(298)	-	(154)	(452)

Il margine operativo lordo risente degli effetti COVID-19 prevalentemente in termini di minore domanda di energia elettrica per 727 milioni di euro, facendo registrare una flessione dei volumi di vendita e dei relativi margini prevalentemente nei Mercati finali in Italia e Spagna e nella Distribuzione in America Latina. Tale ammontare è stato determinato valorizzando sulla base dei prezzi di riferimento la riduzione delle quantità distribuite e vendute, così come rilevata nel periodo di picco della pandemia da COVID-19 nei vari Paesi nei quali il Gruppo opera.

Un ulteriore impatto sul margine operativo lordo è dato dai costi diretti legati all'emergenza sanitaria (133 milioni di euro) per attività di sanificazione dei luoghi di lavoro, per i dispositivi di protezione individuale e per donazioni. Tali costi non sono inclusi nella determinazione del margine operativo lordo ordinario.

Allo stesso tempo il Gruppo, tenuto conto delle più recenti curve di incasso e dei risultati del modello di valutazione utilizzato per misurare la recuperabilità dei crediti, ha rilevato un incremento delle svalutazioni crediti di circa 290 milioni di euro nell'ambito delle società di commercializzazione, in particolare in Italia, Spagna e Brasile.

Tenuto conto degli effetti delle imposte e delle interessenze di terzi, l'impatto complessivo del COVID-19 sul risultato netto del Gruppo al 31 dicembre 2020 è negativo per circa 538 milioni di euro (452 milioni di euro sul risultato netto del Gruppo ordinario).

Ricavi

Milioni di euro	2020	2019	2020-2019	
Vendita energia elettrica [1]	34.745	39.584	(4.839)	-12,2%
Trasporto energia elettrica [1]	10.710	10.931	(221)	-2,0%
Corrispettivi da gestori di rete	932	866	66	7,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.395	1.625	(230)	-14,2%
Vendita gas	2.718	3.294	(576)	-17,5%
Trasporto gas	611	617	(6)	-1,0%
Vendita di combustibili	602	914	(312)	-34,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	759	785	(26)	-3,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	732	749	(17)	-2,3%
Vendita di commodity da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	7.737	16.294	(8.557)	-52,5%
Altri proventi	4.044	4.668	(624)	-13,4%
Totale	**64.985**	**80.327**	**(15.342)**	**-19,1%**

(1) Nell'ambito della Distribuzione in Colombia, per una migliore rappresentazione si è proceduto a riclassificare talune partite riconducibili alla voce "Trasporto di energia elettrica" che in precedenza venivano rilevate nella voce "Vendite di energia elettrica". Al fine di garantire l'omogeneità e la comparabilità dei dati sono stati riclassificati gli importi afferenti al 2019 per un importo pari a 461 milioni di euro.

In generale, come commentato sopra, la riduzione dei **ricavi** riflette prevalentemente gli effetti della pandemia da COVID-19. Nello specifico nell'esercizio 2020 i ricavi registrano una significativa riduzione per effetto:

- delle minori vendite di energia elettrica in Spagna (1.390 milioni di euro) e Italia (808 milioni di euro), sia nel mercato regolato sia in quello libero, principalmente per gli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19 che ha comportato nel mercato libero una diminuzione dei volumi relativi ai clienti Business to Business;
- di minori attività di trading su commodity da contratti con consegna fisica, per effetto della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi applicati (8.557 milioni di euro);
- delle minori vendite di energia in America Latina (2.248 milioni di euro) in particolare per il deprezzamento delle valute locali rispetto all'euro e per la contrazione dei volumi e dei prezzi medi applicati alle vendite;
- dei minori volumi delle vendite di gas ai clienti finali (510 milioni di euro) in Spagna e Italia, anche per gli effetti negativi del COVID-19 sulla domanda;
- delle minori quantità vettoriate nel 2020 principalmente per gli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19 che hanno comportato un decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica di 221 milioni di euro;
- dei minori ricavi della generazione rinnovabile in America Latina, soprattutto in Cile e Brasile, in prevalenza per l'impatto negativo dei cambi; tale effetto è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi in Italia per le migliori performance degli impianti idroelettrici e in Spagna e negli Stati Uniti per effetto della messa in esercizio di nuovi impianti.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dall'incremento in Enel North America dei proventi per tax partnership (139 milioni di euro), degli altri ricavi derivanti da indennizzi e contenziosi (31 milioni di euro) e dalla vendita del progetto eolico Haystack (45 milioni di euro);
- dai maggiori proventi in e-distribuzione per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete in base alle delibere 50/2018 e 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (158 milioni di euro);
- dal negative goodwill relativo all'acquisto della società Paytipper (20 milioni di euro) da parte di Enel X.

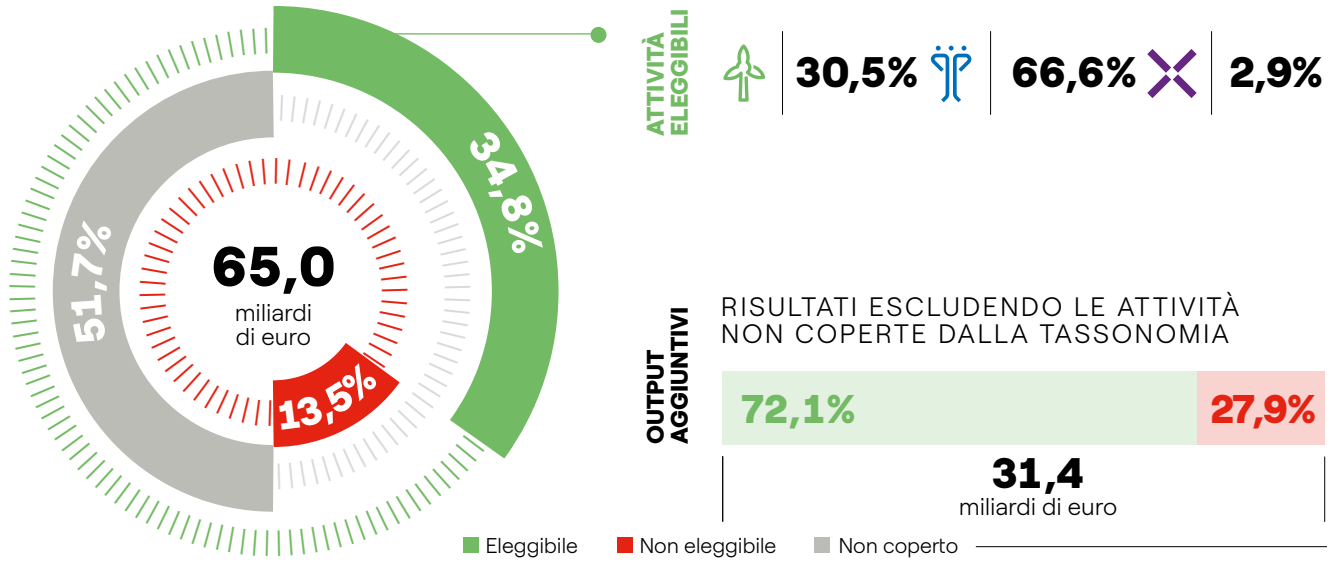
Si segnala, infine, che i ricavi del 2019 includevano altri proventi per:

- maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo di Edesur con le autorità locali che ha sanato pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016 (233 milioni di euro);
- la plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl (108 milioni di euro);
- il negative goodwill (pari a 181 milioni di euro) derivante dall'allocazione definitiva del prezzo di acquisto (i) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (106 milioni di euro) e (ii) di Tradewind che da società collegata è passata a essere una società controllata al 100% (negative goodwill pari a 75 milioni di euro);

> le plusvalenze pari a 42 milioni di euro derivanti dalle cessioni di Gratiot e Outlaw, due progetti rinnovabili sviluppati da Tradewind;
> il rimborso previsto contrattualmente per l'esercizio dell'opzione di recesso da parte di un grande cliente industriale relativamente alle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro), di cui 80 milioni di euro afferenti alla generazione termica e i restanti 80 milioni di euro afferenti alla generazione da fonte rinnovabile;
> l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (98 milioni di euro);
> il corrispettivo, pari a 50 milioni di euro, previsto dall'accordo che e-distribuzione aveva raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

Infine, con riferimento ai ricavi, si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea secondo quanto precedentemente specificato nel paragrafo "Tassonomia dell'Unione Europea".

RICAVI IN BASE ALLA TASSONOMIA EUROPEA



Il 34,8% dei ricavi nel 2020 è riferito alle attività di business che soddisfano i criteri di mitigazione del cambiamento climatico, rispetto al 30,2% del 2019. Tuttavia, escludendo le attività che non sono attualmente coperte dal regolamento della tassonomia europea, i ricavi eleggibili corrispondono al 72,1%.

Costi

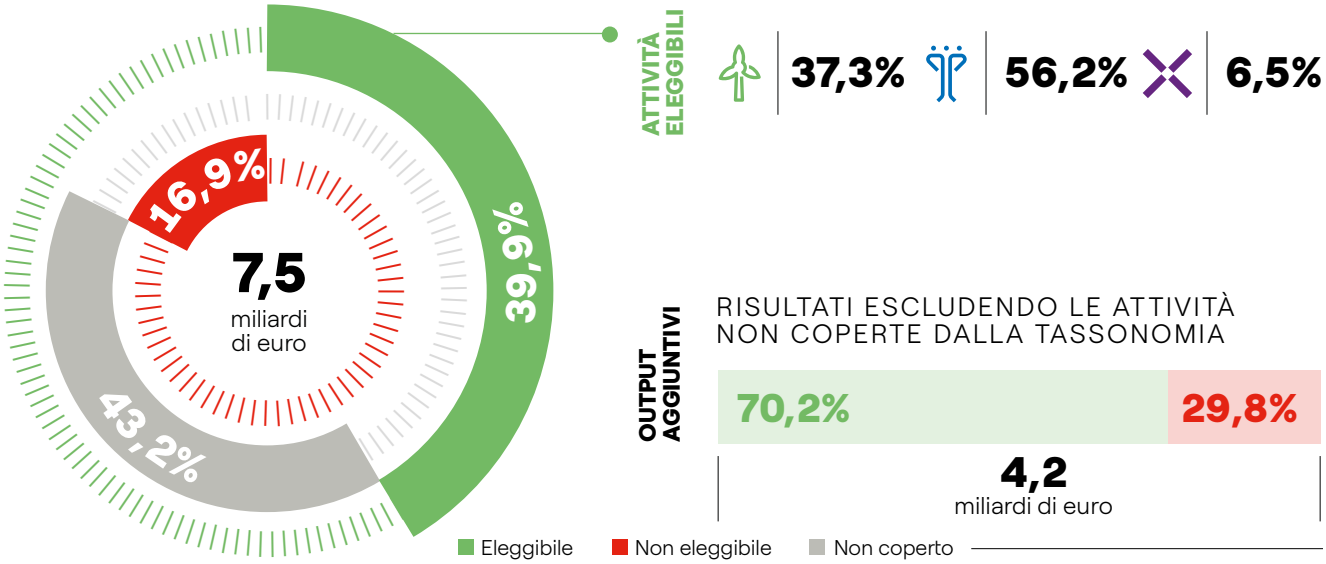
Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Acquisto di energia elettrica [1]	16.003	20.682	(4.679)	-22,6%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.634	8.322	(5.688)	-68,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali [1]	6.637	9.284	(2.647)	-28,5%
Materiali [1]	2.397	2.366	31	1,3%
Costo del personale	4.793	4.634	159	3,4%
Servizi e godimento beni di terzi	15.676	16.264	(588)	-3,6%
Altri costi operativi [1]	2.202	2.693	(491)	-18,2%
Costi capitalizzati	(2.385)	(2.355)	(30)	1,3%
Totale	**47.957**	**61.890**	**(13.933)**	**-22,5%**

(1) I dati 2019 sono stati adeguati per tenere conto della riclassifica dei Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di commodity con consegna fisica (IFRS 9) nelle voci: "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

I **costi** si riducono prevalentemente per i minori approvvigionamenti di commodity in relazione alla riduzione della domanda per effetto del COVID-19.
Per maggiori dettagli sui costi dell'esercizio si rimanda alle note del Bilancio consolidato.

Inoltre, con riferimento alle spese operative ordinarie (Opex ordinarie), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea secondo quanto precedentemente specificato nel paragrafo "Tassonomia dell'Unione Europea".

SPESE OPERATIVE ORDINARIE (OPEX ORDINARIE) IN BASE ALLA TASSONOMIA EUROPEA



Il 39,9% delle spese operative ordinarie nel 2020 è riferito alle attività di business che soddisfano i criteri di mitigazione del cambiamento climatico, rispetto al 39,6% nel 2019. Tuttavia, escludendo le attività che non sono attualmente coperte dal regolamento sulla tassonomia europea, le spese operative ordinarie corrispondono al 70,2%.

Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity

Gli oneri netti da derivati su commodity connessi alle attività di trading che non prevedono la consegna fisica dei beni sottostanti nel corso del 2020 rispetto all'esercizio precedente registrano un decremento di 521 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Margine operativo lordo

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

Milioni di euro				
	2020	**2019 (1)**	**2020-2019**	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.700	1.364	336	24,6%
Enel Green Power	4.647	4.588	59	1,3%
Infrastrutture e Reti	7.433	8.278	(845)	-10,2%
Mercati finali	3.121	3.334	(213)	-6,4%
Enel X	152	158	(6)	-3,8%
Servizi	(47)	126	(173)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(190)	(144)	(46)	-31,9%
Totale	**16.816**	**17.704**	**(888)**	**-5,0%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

La riduzione del **margine operativo lordo** in generale risente degli effetti del COVID-19 e dell'andamento sfavorevole dei cambi, soprattutto in America Latina, ed è principalmente ascrivibile:

> alle Infrastrutture e Reti per 845 milioni di euro a seguito:
  - dei minori volumi distribuiti soprattutto in America Latina, ed essenzialmente in Brasile, Cile e Perù, come conseguenza dell'impatto dell'emergenza sanitaria COVID-19 sulla domanda cui si aggiunge l'evoluzione negativa dei cambi nel 2020 (402 milioni di euro) soprattutto in Brasile;
  - della rilevazione di accantonamenti legati ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato in Spagna a seguito delle novità introdotte all'"Accordo sulle Misure Volontarie di Sospensione o Risoluzione dei Contratti di Lavoro" (315 milioni di euro);
  - delle minori quantità trasportate unitamente all'applicazione del nuovo regime tariffario in Spagna entrato in vigore per il periodo 2020-2025;
  - degli effetti positivi derivanti dall'accordo transattivo di Edesur (209 milioni di euro) e dall'indennizzo per la cessione di Enel Rete Gas (50 milioni di euro), rilevati nel 2019 come sopra commentato.

  Tali effetti sono stati solo in parte compensati:
  - dalla modifica del beneficio dello sconto energia in Spagna, per 269 milioni di euro, a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che ha comportato il parziale rilascio del relativo fondo;
  - da maggiori proventi in Italia per 158 milioni di euro derivanti dall'applicazione delle delibere 50/2018 e 461/2020 dell'ARERA per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete;
> ai Mercati finali (-213 milioni di euro) a seguito degli impatti negativi dell'emergenza sanitaria COVID-19 sulla domanda di energia elettrica, in particolare nei mercati liberi in Italia e Spagna soprattutto nel segmento clienti Business to Business, in parte compensati dai minori costi di approvvigionamento delle commodity, cui si somma l'effetto dell'indennizzo ricevuto nel corso del 2019 da Edesur per 24 milioni di euro;
> a Enel X (-6 milioni di euro) dove i miglioramenti operativi, nonostante gli effetti della pandemia, sono stati più che compensati dalla rilevazione nel 2019 di un indennizzo pari a 98 milioni di euro in applicazione di clausole contrattuali legate alla cessione di eMotorWerks;
> ai Servizi (-173 milioni di euro) soprattutto per effetto dei costi non ricorrenti associati all'emergenza sanitaria COVID-19 (46 milioni di euro) e per i costi legati agli incentivi all'esodo e ai piani di ristrutturazione per la transizione energetica.

Tali riduzioni sono state in parte compensate dagli incrementi conseguiti dalle Linee di Business della generazione. In particolare:

> nella Generazione Termoelettrica e Trading si evidenziano gli effetti positivi derivanti:
  - dalla modifica del beneficio per lo sconto energia al netto dell'accantonamento ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato in Spagna (165 milioni di euro);
  - dalla diminuzione dei costi di approvvigionamento e il conseguimento di migliori efficienze operative in Italia e Spagna;

  parzialmente compensati:
  - dai maggiori oneri (204 milioni di euro) derivanti dai piani di ristrutturazione aziendali avviati dal Gruppo nell'ambito del processo di transizione energetica e in particolare riferiti a impianti a carbone in Spagna;

- dalla riduzione del margine operativo lordo in Russia dovuta alla cessione della centrale di Reftinskaya, avvenuta a ottobre 2019;
- dall'incremento degli oneri tributari per 79 milioni di euro dovuto alla sospensione temporanea per il solo esercizio 2019 dell'imposta sulla produzione di energia elettrica e sui combustibili nella generazione elettrica termo-convenzionale e nucleare (Regio Decreto Legge n. 15/2018), oltre che all'introduzione da luglio 2020 di una nuova "ecotassa" nella regione catalana;
- dalla rilevazione nel primo trimestre del 2019 dei proventi relativi all'indennizzo in Cile di 80 milioni di euro e alla cessione di Mercure Srl in Italia (per 94 milioni di euro, pari alla plusvalenza sopra citata al netto dei relativi oneri di bonifica del sito industriale);
- dall'andamento sfavorevole dei cambi in America Latina per 82 milioni di euro;

> in Enel Green Power per:

- il miglioramento del margine operativo lordo in Italia (71 milioni di euro) prevalentemente per le migliori performance degli impianti idroelettrici;
- l'aumento del margine in Iberia (76 milioni di euro) per le maggiori quantità prodotte e vendute anche a seguito della maggiore capacità da impianti eolici installata;
- l'incremento del margine negli Stati Uniti e Canada (35 milioni di euro) derivante dall'entrata in funzione di nuovi parchi eolici che hanno generato maggiori proventi da tax partnership (137 milioni di euro), nonché da maggiori proventi per indennizzi e contenziosi (31 milioni di euro) e la plusvalenza per la cessione del parco eolico Haystack (45 milioni di euro);
- il miglior margine in Europa soprattutto per l'entrata in funzione di nuovi parchi eolici in Grecia.

Gli effetti positivi summenzionati sono stati in parte compensati dalla rilevazione nel corso del 2019 di proventi derivanti dall'indennizzo per recesso anticipato su un contratto di fornitura di energia elettrica in Cile (80 milioni di euro), dai minori margini in Brasile derivanti dalla cessione avvenuta nel 2019 di alcuni parchi eolici cui si aggiunge lo sfavorevole andamento dei cambi, nonché dalla rilevazione nel 2019 di un negative goodwill (pari a 181 milioni di euro) rilevato a seguito dell'acquisizione da parte di Enel North America (già Enel Green Power North America - EGPNA) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (EGPNA REP) e della società Tradewind Energy.

Margine operativo lordo ordinario

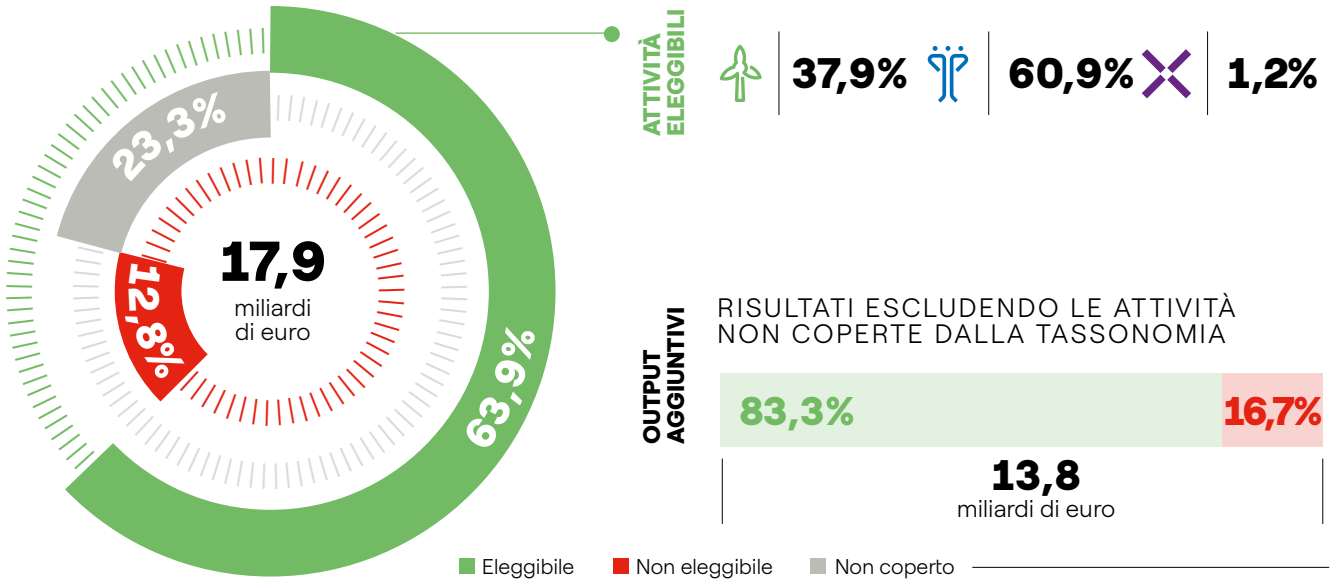
Milioni di euro	2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Infrastrutture e Reti**	**Mercati finali**	**Enel X**	**Servizi**	**Altro, elisioni e rettifiche**	**Totale**
Margine operativo lordo	**1.700**	**4.647**	**7.433**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.816**
Adeguamento di valore di magazzini e altri oneri relativi a impianti a carbone	218	-	-	-	-	-	-	218
Piani di ristrutturazione per processi di decarbonizzazione e digitalizzazione	299	50	231	65	7	95	12	759
Altri adeguamenti di valore	-	14	-	-	-	-	-	14
Costi da COVID-19	13	10	50	11	2	46	1	133
Margine operativo lordo ordinario	**2.230**	**4.721**	**7.714**	**3.197**	**161**	**94**	**(177)**	**17.940**

Milioni di euro	2019							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Margine operativo lordo [1]	**1.364**	**4.588**	**8.278**	**3.334**	**158**	**126**	**(144)**	**17.704**
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione in Enel Rete Gas	–	–	(50)	–	–	–	–	(50)
Adeguamento del prezzo di acquisto di alcune società greche	–	30	–	–	–	–	–	30
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e in Spagna	308	–	–	–	–	–	–	308
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Reftinskaya	7	–	–	–	–	–	–	7
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(94)	–	–	–	–	–	–	(94)
Margine operativo lordo ordinario [1]	**1.585**	**4.618**	**8.228**	**3.334**	**158**	**126**	**(144)**	**17.905**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Inoltre, con riferimento al margine operativo lordo ordinario (EBITDA ordinario), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea secondo quanto precedentemente specificato nel paragrafo "Tassonomia dell'Unione Europea".

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO (EBITDA ORDINARIO) IN BASE ALLA TASSONOMIA EUROPEA



Il 63,9% del margine operativo lordo ordinario nel 2020 è riferito alle attività di business che soddisfano i criteri di mitigazione del cambiamento climatico, rispetto al 64,4% nel 2019.

Tuttavia, escludendo le attività che non sono attualmente coperte dal regolamento sulla tassonomia europea, il margine operativo lordo ordinario corrisponde all'83,3%.

Risultato operativo

Milioni di euro				
	2020	**2019 (1)**	**2020-2019**	
Generazione Termoelettrica e Trading	15	(3.525)	3.540	-
Enel Green Power	2.734	3.260	(526)	-16,1%
Infrastrutture e Reti	4.262	5.277	(1.015)	-19,2%
Mercati finali	1.817	2.210	(393)	-17,8%
Enel X	(16)	(98)	82	-83,7%
Servizi	(226)	(75)	(151)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(218)	(171)	(47)	-27,5%
Totale	**8.368**	**6.878**	**1.490**	**21,7%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **risultato operativo** del 2020 si incrementa di 1.490 milioni di euro tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 2.378 milioni di euro. Tale incremento è dovuto, oltreché a quanto già commentato sopra per il margine operativo lordo, soprattutto ai minori ammortamenti dell'esercizio per 407 milioni di euro e agli impairment effettuati nel corso del 2019 su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro. In dettaglio:

- in Cile sono stati effettuati adeguamenti di valore per 356 milioni di euro su due impianti anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata;
- in Russia, in ragione dell'accordo di cessione dell'impianto a carbone di Reftinskaya il suo valore è stato adeguato per tener conto del prezzo di cessione (127 milioni di euro);
- in Spagna, nel corso del terzo trimestre 2019, il peggioramento dello scenario di riferimento relativo all'andamento del prezzo delle commodity e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO_2 ha compromesso la competitività degli impianti a carbone. In Italia, oltre a un peggioramento dello scenario, l'attuazione della nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (capacity market) ha ristretto l'ambito d'applicazione futura per gli impianti a più elevate emissioni di CO_2, prevedendo l'estromissione della tecnologia a carbone dal mercato elettrico. Per tali motivi il valore contabile di taluni impianti a carbone in Italia e in Spagna, comprensivi anche dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.527 milioni di euro.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dall'impairment rilevato nel corso del 2020 sull'impianto a carbone cileno di Bocamina II in considerazione della decisione del Gruppo Enel di chiuderlo anticipatamente per raggiungere quanto prima l'obiettivo strategico del Gruppo stesso relativo alla decarbonizzazione dei processi produttivi (737 milioni di euro);
- dagli adeguamenti di valore degli impianti a carbone in Italia per 135 milioni di euro, tra cui l'unità 2 della centrale di Brindisi;
- dagli adeguamenti di valore delle CGU di Messico, Argentina e Australia per un importo complessivo di 750 milioni di euro;
- di altri adeguamenti di valore per 159 milioni di euro, di cui i più rilevanti sono relativi agli impianti di produzione di pannelli solari in Enel Green Power Italia (65 milioni di euro) e di Snyder negli Stati Uniti (47 milioni di euro);
- dalle maggiori svalutazioni dei crediti per 141 milioni di euro prevalentemente per il peggioramento delle curve di incasso dovuto al COVID-19.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.262**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.368**
Adeguamento di valore di alcuni impianti, magazzini e altri oneri relativi a impianti a carbone	1.123	-	-	-	-	-	-	1.123
Piani di ristrutturazione per processi di decarbonizzazione e digitalizzazione	299	50	231	65	7	95	12	759
Adeguamenti di valore delle CGU Messico, Australia e Argentina	-	534	216	-	-	-	-	750
Altri adeguamenti di valore	6	132	-	13	-	-	-	151
Costi da COVID-19	13	10	50	11	2	46	1	133
Risultato operativo ordinario	**1.456**	**3.460**	**4.759**	**1.906**	**(7)**	**(85)**	**(205)**	**11.284**

Milioni di euro	2019							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Risultato operativo [1]	**(3.525)**	**3.260**	**5.277**	**2.210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6.878**
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione in Enel Rete Gas	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e in Spagna	308	-	-	-	-	-	-	308
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia	1.936	-	-	-	-	-	-	1.936
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Spagna	1.591	-	-	-	-	-	-	1.591
Adeguamento di valore di alcuni impianti a gas in Italia	(265)	-	-	-	-	-	-	(265)
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Cile	356	-	-	-	-	-	-	356
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Reftinskaya	134	-	-	-	-	-	-	134
Adeguamento di valore di alcuni progetti rinnovabili in Italia e Nord America	-	70	-	-	-	-	-	70
Adeguamento di valore del credito Funac di Enel Distribuição Goiás	-	-	96	-	-	-	-	96
Adeguamento di valore di alcune immobilizzazioni immateriali di Enel X North America	-	-	-	-	77	-	-	77
Adeguamento di valore di alcune attività di Enel Italia	-	-	-	-	-	29	-	29
Adeguamento del prezzo di acquisto di alcune società greche	-	30	-	-	-	-	-	30
Risultato operativo ordinario [1]	**441**	**3.360**	**5.323**	**2.210**	**(21)**	**(46)**	**(171)**	**11.096**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del 2020 ammonta a 2.610 milioni di euro rispetto ai 2.174 milioni di euro dell'esercizio precedente.

Tale incremento è riconducibile alle commentate variazioni positive del risultato operativo, in parte compensate dagli adeguamenti di valore della partecipazione in Slovenské elektrárne e del relativo credito verso EP Slovakia BV per la cessione della stessa partecipazione, nonché dalla maggiore incidenza delle imposte.

A tal proposito l'incidenza fiscale è maggiore nel 2020 per effetto sia del trattamento fiscale dei sopracitati adeguamenti di valore sia delle seguenti transazioni fiscali rilevate nel 2019:

- il rilascio di imposte differite di Enel Distribuição São Paulo a seguito della fusione con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA ("Enel Sudeste") per 494 milioni di euro;
- il "*revalúo*" in alcune società della generazione in Argentina;
- il regime fiscale agevolato (PEX) applicato alla plusvalenza derivante dalla cessione di Mercure Srl;
- il riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai seguenti fenomeni:

- una riduzione degli oneri finanziari legati ai tassi di interesse prevalentemente sui prestiti obbligazionari, soprattutto per l'effetto della rinegoziazione a tassi più vantaggiosi;
- minore incidenza delle interessenze di terzi rispetto al 2019.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2020 ammonta a 5.197 milioni di euro (4.767 milioni nel 2019), con un aumento di 430 milioni di euro rispetto al 2019. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro

	2020	2019
Risultato netto del Gruppo	**2.610**	**2.174**
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	833	38
Adeguamento di valore di alcuni impianti, magazzini e altri oneri relativi a impianti a carbone	598	2.415
Adeguamenti di valore delle CGU Messico, Australia e Argentina	537	-
Piani di ristrutturazione per processi di decarbonizzazione e digitalizzazione	422	-
Costi da COVID-19	86	-
Adeguamento di valore di alcune attività di Enel Italia ed Enel Green Power	65	50
Adeguamento di valore di attività riferite a taluni progetti/impianti eolici e idroelettrici in Nord America	35	31
Altri adeguamenti di valore minori	11	38
Adeguamento di valore dell'impianto di Reftinskaya	-	60
Adeguamento di valore di alcune immobilizzazioni immateriali di Enel X North America	-	77
Adeguamento del prezzo di acquisto di alcune società greche	-	30
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	(49)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	-	(97)
Risultato netto del Gruppo ordinario [(1)]	**5.197**	**4.767**

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale e delle interessenze di terzi.


ENEL
CENTRALE DI S.GIACOMO
enel
Green Power
Centrale Ignazio Silon

VALORE ECONOMICO GENERATO E DISTRIBUITO PER GLI STAKEHOLDER

Milioni di euro		
	2020	**2019[1]**
Valore economico generato direttamente	**65.081**	**80.437**
Valore economico distribuito direttamente		
Costi operativi	41.702	56.284
Costo del personale e benefit	3.956	3.748
Pagamento a finanziatori di capitale	7.082	6.566
Pagamenti alla Pubblica Amministrazione [2]	4.245	4.762
	56.985	**71.360**
Valore economico trattenuto	**8.096**	**9.077**

(1) Per una migliore rappresentazione i valori riferiti all'anno 2019 sono stati riclassificati.

(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 2020 e alla Dichiarazione Consolidata di carattere non finanziario.

Il valore economico generato e distribuito direttamente da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza per gli stakeholder.

La riduzione del valore economico generato direttamente e dei costi operativi risente degli effetti del COVID-19 prevalentemente in termini di minore domanda di energia elettrica, che ha fatto registrare una flessione dei volumi di vendita, e dei costi per materiali e servizi.

Il valore economico trattenuto ha subíto una riduzione soprattutto per effetto dei maggiori costi del personale legati alla transizione energetica e per gli effetti del COVID-19.

ANALISI PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO

€ 87.772 milioni

CAPITALE INVESTITO NETTO

€ 92.113 mln al 31 dicembre 2019

€ 45.415 milioni

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

+0,5% rispetto al 31 dicembre 2019

33%

FINANZIAMENTI SOSTENIBILI

su indebitamento lordo **€ 59.037** mln

€ 10.197 milioni

TOTALE INVESTIMENTI

di cui **80%** eleggibile secondo la tassonomia europea

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	96.489	99.010	(2.521)	-2,5%
- avviamento	13.779	14.241	(462)	-3,2%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	861	1.682	(821)	-48,8%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(6.807)	(5.022)	(1.785)	-35,5%
Totale attività immobilizzate nette	**104.322**	**109.911**	**(5.589)**	**-5,1%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.046	13.083	(1.037)	-7,9%
- rimanenze	2.401	2.531	(130)	-5,1%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(2.755)	(3.775)	1.020	27,0%
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.977)	(7.282)	305	4,2%
- debiti commerciali	(12.859)	(12.960)	101	0,8%
Totale capitale circolante netto	**(8.144)**	**(8.403)**	**259**	**3,1%**
Capitale investito lordo	**96.178**	**101.508**	**(5.330)**	**-5,3%**
Fondi diversi:				
- benefíci ai dipendenti	(2.964)	(3.771)	807	21,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.050)	(5.722)	(328)	-5,7%
Totale fondi diversi	**(9.014)**	**(9.493)**	**479**	**5,0%**
Attività nette possedute per la vendita	**608**	**98**	**510**	**-**
Capitale investito netto	**87.772**	**92.113**	**(4.341)**	**-4,7%**
Patrimonio netto complessivo	**42.357**	**46.938**	**(4.581)**	**-9,8%**
Indebitamento finanziario netto	**45.415**	**45.175**	**240**	**0,5%**

Le *attività materiali e immateriali* diminuiscono a seguito dell'andamento sfavorevole del cambio (5.873 milioni di euro), prevalentemente in America Latina, e per gli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio (6.906 milioni di euro). Tali impatti sono stati parzialmente compensati dagli investimenti del periodo (9.548 milioni di euro) e dalle variazioni di perimetro (106 milioni di euro) soprattutto riferite all'acquisizione del controllo di Paytipper da parte di Enel X e di alcune società in Spagna e in Italia nel settore delle rinnovabili. A tali effetti si aggiunge l'adeguamento dei valori di iscrizione delle attività in Argentina per effetto dell'iperinflazione.

L'*avviamento* si riduce a seguito dell'impairment registrato in Argentina per 253 milioni di euro e per effetto dello sfavorevole andamento dei cambi, soprattutto in Brasile, per 178 milioni di euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* si riducono prevalentemente a seguito dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Slovak Power Holding (-385 milioni di euro) in relazione all'aggiornamento della formula del prezzo di cessione prevista contrattualmente al verificarsi di determinate condizioni al netto del risultato del periodo.

Le **attività nette possedute per la vendita** si riferiscono principalmente a taluni progetti avviati in Sudafrica per i quali esiste un'offerta vincolante per la loro futura cessione, oltreché alle attività detenute in Bulgaria la cui cessione è avvenuta nel mese di gennaio 2021 e alla partecipazione in OpEn Fiber valutata con il metodo del patrimonio netto.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2020 è pari a 87.772 milioni di euro ed è finanziato dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 42.357 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 45.415 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2020, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,07 (0,96 al 31 dicembre 2019).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**	**2020-2019**	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.663	8.407	256	3,0%
- obbligazioni	38.357	43.294	(4.937)	-11,4%
- debiti verso altri finanziatori	2.499	2.473	26	1,1%
Indebitamento a lungo termine	*49.519*	*54.174*	*(4.655)*	*-8,6%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.745)	(3.185)	440	13,8%
Indebitamento netto a lungo termine	**46.774**	**50.989**	**(4.215)**	**-8,3%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.369	1.121	248	22,1%
- altri finanziamenti a breve verso banche	711	579	132	22,8%
Indebitamento bancario a breve termine	*2.080*	*1.700*	*380*	*22,4%*
Obbligazioni (quota a breve)	1.412	1.906	(494)	-25,9%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	387	382	5	1,3%
Commercial paper	4.854	2.284	2.570	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	370	750	(380)	-50,7%
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	415	351	64	18,2%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*7.438*	*5.673*	*1.765*	*31,1%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.428)	(1.585)	157	9,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(3.223)	(2.153)	(1.070)	-49,7%
Altri crediti finanziari a breve termine	(253)	(369)	116	31,4%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.973)	(9.080)	3.107	34,2%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(10.877)*	*(13.187)*	*2.310*	*17,5%*
Indebitamento netto a breve termine	**(1.359)**	**(5.814)**	**4.455**	**-76,6%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**45.415**	**45.175**	**240**	**0,5%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**646**	**-**	**646**	**-**

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

L'**indebitamento finanziario netto,** pari a 45.415 milioni di euro al 31 dicembre 2020, registra un incremento di 240 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019; la riduzione dell'indebitamento finanziario lordo è stata infatti più che compensata dalla diminuzione della cassa e dei crediti finanziari. In particolare, ciò è dovuto principalmente: (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (10.197 milioni di euro), inclusi i contract asset, (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 4.742 milioni di euro, e (iii) alle operazioni straordinarie su non controlling interest per l'acquisto di quote partecipative addizionali in Enel Américas ed Enel Chile (1.065 milioni di euro).

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa (11.508 milioni di euro), l'emissione di obbligazioni ibride perpetue (592 milioni di euro al netto dei costi di transazione), la conversione di obbligazioni ibride in obbligazioni ibride perpetue (1.794 milioni di euro al netto di costi di transazione) e il favorevole andamento del cambio sull'indebitamento in valuta hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

Al 31 dicembre 2020 l'**indebitamento finanziario lordo,** in riduzione di 2.510 milioni di euro rispetto all'anno precedente, è pari a 59.037 milioni di euro.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO

Milioni di euro	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	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	52.687	6.350	59.037	57.583	3.964	61.547
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*15.748*	*3.901*	*19.649*	*13.758*	-	*13.758*
Finaziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo (%)			33%			22%

Più specificamente, **l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 52.687 milioni di euro, di cui 15.748 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 39.769 milioni di euro, di cui 7.710 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili, in diminuzione di 5.431 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019. Le nuove emissioni obbligazionarie, tra le quali si segnala una obbligazione di 500 milioni di sterline (equivalenti a 557 milioni di euro) legata a obiettivi di sostenibilità emessa da Enel Finance International a ottobre 2020, sono infatti ampiamente compensate dai rimborsi, dalle variazioni positive di cambio e dagli effetti contabili connessi all'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di tre prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi in euro, con l'obiettivo di allinearne le caratteristiche a quelli di nuova emissione, per un ammontare complessivo di 1.797 milioni di euro. In particolare, la principale modifica dei predetti strumenti riguarda la scadenza, trasformata da fissa in perpetua con obbligo di rimborso solo in caso di liquidazione, e ha comportato che tali obbligazioni non vengano più rilevate come strumenti di debito ma come strumenti rappresentativi del capitale;
- finanziamenti bancari pari a 10.032 milioni di euro, di cui 8.038 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti aumentano di 504 milioni di euro rispetto all'anno precedente per effetto principalmente dell'utilizzo di nuovi finanziamenti, solo parzialmente compensato dalle differenze positive di cambio e dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:
  - 1.000 milioni di euro relativi all'utilizzo di un finanziamento a tasso variabile concesso a Enel SpA e legato a obiettivi di sostenibilità;
  - 300 milioni di euro relativi a un finanziamento a tasso variabile concesso a Endesa e legato a obiettivi di sostenibilità;
  - 340 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 277 milioni di euro) relativi all'utilizzo di un finanziamento a tasso variabile concesso a Enel Finance America e legato a obiettivi di sostenibilità;
  - 250 milioni di euro relativi all'utilizzo di un finanziamento a tasso variabile concesso a e-distribuzione dalla Banca Europea per gli Investimenti e legato a obiettivi di sostenibilità;
- debiti verso altri finanziatori pari a 2.886 milioni di euro e sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine,** che evidenzia un incremento di 2.386 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, è pari a 6.350 milioni di euro ed è formato principalmente da commercial paper pari a 4.854 milioni di euro, di cui 3.901 milioni di euro legate a obiettivi di sostenibilità ed emesse da Enel Finance International ed Endesa.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine, pari a 13.622 milioni di euro, registrano un decremento di 2.750 milioni di euro rispetto a fine 2019 dovuto principalmente al decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 3.107 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro	2020	2019	2020-2019
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**9.080**	**6.714**	**2.366**
Cash flow da attività operativa	11.508	11.251	257
Cash flow da attività di investimento	(10.117)	(9.115)	(1.002)
Cash flow da attività di finanziamento	(3.972)	306	(4.278)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(497)	(76)	(421)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**6.002**	**9.080**	**(3.078)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (63 milioni di euro al 1° gennaio 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.906 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (9.029 milioni di euro al 31 dicembre 2019), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (51 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 29 milioni di euro al 31 dicembre 2020.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2020 è positivo per 11.508 milioni di euro, in crescita di 257 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente a seguito dei minori oneri finanziari pagati, delle minori imposte pagate e al minor ricorso all'utilizzo di fondi rischi e oneri che compensano la variazione del margine operativo lordo e il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2020 ha assorbito liquidità per 10.117 milioni di euro, mentre nel 2019 ne aveva assorbita per 9.115 milioni di euro.
In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali, investimenti immobiliari e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 10.197 milioni di euro, sono in crescita rispetto all'esercizio precedente; per il dettaglio si rimanda al commento del paragrafo successivo.
Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 33 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power España del 100% di Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU nonché da parte di Endesa Generación Portugal del 100% di Suggestion Power Unipessoal Lda. Nel 2019 la medesima voce si riferiva prevalentemente all'acquisizione tramite EGPNA (ora Enel North America) del 100% di sette impianti operativi da fonti rinnovabili dalla joint venture EGPNA REP detenuta per il 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services.
Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 154 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione da parte di Enel North America di alcune società titolari di impianti idroelettrici e valutate con il metodo del patrimonio netto, alla cessione da parte di Endesa dell'80% di quanto detenuto in Endesa Soluciones, alla cessione di alcuni impianti di storage in Nord America e all'incasso di un credito residuo relativo alla vendita dello scorso anno della centrale a carbone russa di Reftinskaya (in parte nettato dal pagamento di un residuale debito IVA legato all'operazione stessa). La medesima voce nel 2019 si riferiva principalmente alla cessione del 100% di tre parchi solari in Brasile, alla cessione del ramo relativo alla centrale elettrica a biomasse del Mercure e alla cessione da parte di EGPNA (ora ridenominata Enel North America) del 30% della partecipazione nella joint venture EGPNA REP che deteneva talune società per lo sviluppo di progetti eolici.

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento nel 2020, pari a 41 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente al versamento in conto capitale a favore della società a controllo congiunto OpEn Fiber, in parte compensato da disinvestimenti di lieve entità prevalentemente in Italia, Iberia e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 3.972 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2019 ne aveva generata per 306 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2020 è sostanzialmente relativo:

- al pagamento dei dividendi per 4.742 milioni di euro;
- a operazioni su minoranze azionarie per 1.067 milioni di euro relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas ed Enel Chile (1.065 milioni di euro) attraverso alcuni contratti di share swap stipulati con un primario istituto finanziario;
- all'incremento netto quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altre variazioni di debiti finanziari per 1.262 milioni di euro;
- alla liquidità generata per 588 milioni di euro a seguito dell'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo, al netto degli oneri accessori connessi a tale emissione e degli oneri accessori relativi alla conversione di alcune obbligazioni in obbligazioni ibride perpetue.

Nel 2020 il cash flow generato dall'attività operativa per 11.508 milioni di euro ha fronteggiato solo in parte il fabbisogno legato alle attività di investimento pari a 10.117 milioni di euro e di finanziamento pari a 3.972 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2020 risultano pari a 6.002 milioni di euro a fronte di 9.080 milioni di euro a fine 2019. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 497 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	2020	2019	2020-2019	
Generazione Termoelettrica e Trading	694	851	(157)	-18,4%
Enel Green Power	4.629	4.293 (1)	336	7,8%
Infrastrutture e Reti	3.937	3.905	32	0,8%
Mercati finali	460	449	11	2,4%
Enel X	303	270	33	12,2%
Servizi	103	134	(31)	-23,1%
Altro, elisioni e rettifiche	71	45	26	57,8%
Totale	**10.197**	**9.947**	**250**	**2,5%**

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** aumentano di 250 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

In linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2 e guidato da obiettivi di efficienza energetica e di transizione energetica, il Gruppo Enel ha investito soprattutto nelle rinnovabili. In particolare, l'aumento ha riguardato in particolar modo Cile (447 milioni di euro), Stati Uniti (447 milioni di euro), Sudafrica (143 milioni di euro), Russia (74 milioni di euro), India (47 milioni di euro), Italia (43 milioni di euro) e Brasile (20 milioni di euro al netto del forte impatto sfavorevole dei cambi per 241 milioni di euro). Tali aumenti sono solo in parte mitigati dai minori investimenti in Iberia (305 milioni di euro), Messico (334 milioni di euro), Canada (84 milioni di euro), Grecia (98 milioni di euro) e Australia (25 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.

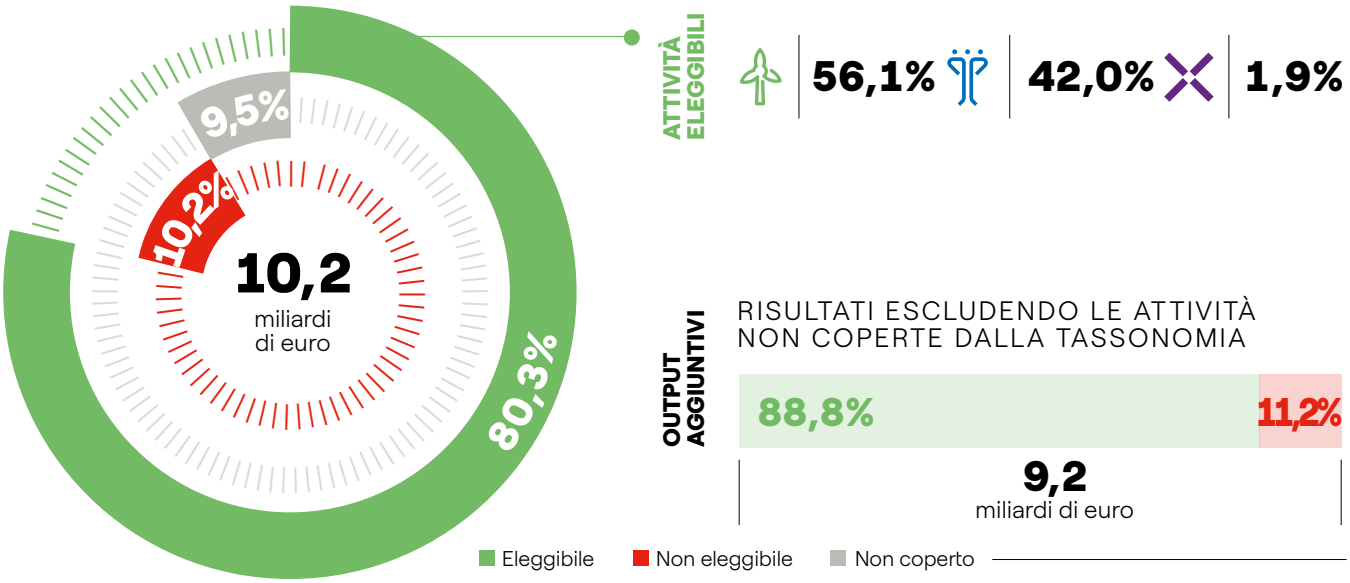
Maggiori sono gli investimenti della distribuzione in Italia (213 milioni di euro) per attività di quality e remote control e in Romania (13 milioni di euro) per attività legate alla qualità del servizio e nuove connessioni, compensati soprattutto dalla riduzione degli investimenti in Sud America (179 milioni di euro, in particolare in Argentina, Colombia e Brasile, in quest'ultimo per effetto principalmente dello sfavorevole effetto cambi), e in Spagna. In flessione sono stati gli investimenti in contatori elettronici a causa del rallentamento delle attività di sostituzione massiva dei contatori per effetto della pandemia.

In aumento sono gli investimenti di Enel X in America Latina, in particolare in Colombia per il progetto e-BUS, e in Italia, per le maggiori attività nell'ambito dell'illuminazione pubblica e per lo sviluppo dei business e-Home e Vivi Meglio. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori attività di storage distributed energy e demand response negli Stati Uniti e dai minori investimenti registrati in Spagna in e-Home, principalmente per il cambiamento nel modello di business e il rallentamento delle attività come effetto della pandemia da COVID-19.

In riduzione sono gli investimenti in impianti di generazione termoelettrica e trading, soprattutto in Iberia (57 milioni di euro) e America Latina (73 milioni di euro).

Infine, con riferimento agli investimenti (Capex), si riportano i risultati dell'allineamento di tale metrica alla tassonomia europea secondo quanto precedentemente specificato nel paragrafo "Tassonomia dell'Unione Europea".

INVESTIMENTI (CAPEX) ELEGGIBILI IN BASE ALLA TASSONOMIA EUROPEA



L'80,3% degli investimenti nel 2020 è riferito alle attività di business che soddisfano i criteri di mitigazione del cambiamento climatico, rispetto al 76,8% nel 2019. Tuttavia, escludendo le attività che non sono attualmente coperte dal regolamento sulla tassonomia tassonomia europea, gli investimenti corrispondono all'88,8%.

RISULTATI ECONOMICI PER LINEA DI BUSINESS

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività 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 descritto in precedenza.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività e 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 decisioni prese dal management del Gruppo Enel, 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 Paese.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

Il modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni prevede l'integrazione delle varie società appartenenti alla Linea di Business Enel Green Power nelle varie divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding). Inoltre, la struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro.

Si segnala che, ai fini di una migliore rappresentazione delle performance delle diverse Linee di Business, con decorrenza 31 marzo 2020 i dati afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione in Sud America e Messico sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali. Conseguentemente, per garantire la piena comparabilità dei dati commentati nei due periodi a confronto, si è reso necessario un coerente adeguamento dei dati riferiti all'esercizio 2019.

	Holding						
Regioni/ Paesi	**Linee di Business Globali**					**Business locali**	
	Generazione Termoelettrica	**Trading**	**Enel Green Power**	**Infrastrutture e Reti**	**Enel X**	**Mercati finali**	**Servizi**
Italia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iberia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Europa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Africa, Asia e Oceania			✓		✓		
Nord America	✓	✓	✓		✓	✓	✓
America Latina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Risultati per Linea di Business del 2020 e del 2019

RISULTATI 2020 [1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	19.350	7.409	17.824	17.647	970	1.803	(18)	64.985
Ricavi intersettoriali	1.454	283	1.518	11.861	151	67	(15.334)	-
Totale ricavi	**20.804**	**7.692**	**19.342**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**(15.352)**	**64.985**
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
Margine operativo lordo	**1.700**	**4.647**	**7.433**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.816**
Ammortamenti e impairment	1.685	1.913	3.171	1.304	168	179	28	8.448
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.262**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.368**
Investimenti	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

RISULTATI 2019 [1] [2]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	30.480	7.344	20.092	19.537	967	1.901	6	80.327
Ricavi intersettoriali	1.532	373	1.697	13.062	163	80	(16.907)	-
Totale ricavi	**32.012**	**7.717**	**21.789**	**32.599**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Margine operativo lordo	**1.364**	**4.588**	**8.278**	**3.334**	**158**	**126**	**(144)**	**17.704**
Ammortamenti e impairment	4.889	1.328	3.001	1.124	256	201	27	10.826
Risultato operativo	**(3.525)**	**3.260**	**5.277**	**2.210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6.878**
Investimenti	**851**	**4.293** [3]	**3.905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9.947**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(3) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche per Regione/Paese. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo 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 Regione/Paese.

MARGINE OPERATIVO LORDO [1]

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti			Mercati finali		
	2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019
Italia	**221**	**(14)**	**235**	**1.311**	**1.240**	**71**	**3.824**	**3.906**	**(82)**	**2.362**	**2.314**	**48**
Iberia	**1.039**	**590**	**449**	**434**	**358**	**76**	**1.890**	**2.025**	**(135)**	**467**	**715**	**(248)**
America Latina	**309**	**609**	**(300)**	**1.979**	**2.202**	**(223)**	**1.579**	**2.259**	**(680)**	**201**	**292**	**(91)**
Argentina	*85*	*165*	*(80)*	*28*	*51*	*(23)*	*46*	*270*	*(224)*	*(7)*	*3*	*(10)*
Brasile	*66*	*102*	*(36)*	*271*	*335*	*(64)*	*871*	*1.144*	*(273)*	*107*	*154*	*(47)*
Cile	*35*	*198*	*(163)*	*825*	*888*	*(63)*	*156*	*222*	*(66)*	*25*	*41*	*(16)*
Colombia	*9*	*8*	*1*	*573*	*620*	*(47)*	*353*	*399*	*(46)*	*54*	*66*	*(12)*
Perù	*114*	*136*	*(22)*	*136*	*157*	*(21)*	*153*	*224*	*(71)*	*22*	*28*	*(6)*
Panama	*-*	*-*	*-*	*101*	*112*	*(11)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*45*	*39*	*6*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Europa	**118**	**209**	**(91)**	**161**	**112**	**49**	**135**	**107**	**28**	**82**	**15**	**67**
Romania	*(1)*	*(2)*	*1*	*78*	*75*	*3*	*135*	*107*	*28*	*82*	*15*	*67*
Russia	*119*	*209*	*(90)*	*(7)*	*(1)*	*(6)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*2*	*(2)*	*90*	*38*	*52*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Nord America	**17**	**(16)**	**33**	**767**	**737**	**30**	**-**	**-**	**-**	**9**	**(2)**	**11**
Stati Uniti e Canada	*18*	*(16)*	*34*	*693*	*658*	*35*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Messico	*(1)*	*-*	*(1)*	*74*	*79*	*(5)*	*-*	*-*	*-*	*9*	*(2)*	*11*
Africa, Asia e Oceania	**-**	**-**	**-**	**53**	**62**	**(9)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	*-*	*-*	*-*	*53*	*58*	*(5)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*6*	*8*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*(4)*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altro	**(4)**	**(14)**	**10**	**(58)**	**(123)**	**65**	**5**	**(19)**	**24**	**-**	**-**	**-**
Totale	**1.700**	**1.364**	**336**	**4.647**	**4.588**	**59**	**7.433**	**8.278**	**(845)**	**3.121**	**3.334**	**(213)**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Enel X			Servizi			Altro			Totale		
2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019	2020	2019	2020-2019
38	**13**	**25**	**68**	**169**	**(101)**	**-**	**-**	**-**	**7.824**	**7.628**	**196**
39	**38**	**1**	**(94)**	**66**	**(160)**	**-**	**-**	**-**	**3.775**	**3.792**	**(17)**
83	**64**	**19**	**(88)**	**(123)**	**35**	**-**	**-**	**-**	**4.063**	**5.303**	**(1.240)**
3	*-*	*3*	*(4)*	*(1)*	*(3)*	*-*	*-*	*-*	*151*	*488*	*(337)*
2	*(1)*	*3*	*(19)*	*(49)*	*30*	*-*	*-*	*-*	*1.298*	*1.685*	*(387)*
15	*26*	*(11)*	*(65)*	*(72)*	*7*	*-*	*-*	*-*	*991*	*1.303*	*(312)*
41	*38*	*3*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1.030*	*1.131*	*(101)*
22	*1*	*21*	*-*	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*447*	*545*	*(98)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*101*	*112*	*(11)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*45*	*39*	*6*
9	**-**	**9**	**4**	**5**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**509**	**448**	**61**
9	*6*	*3*	*4*	*5*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*307*	*206*	*101*
-	*(2)*	*2*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*112*	*206*	*(94)*
-	*(4)*	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*90*	*36*	*54*
(10)	**80**	**(90)**	**(3)**	**-**	**(3)**	**(2)**	**-**	**(2)**	**778**	**799**	**(21)**
(10)	*80*	*(90)*	*(3)*	*-*	*(3)*	*(2)*	*-*	*(2)*	*696*	*722*	*(26)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*82*	*77*	*5*
2	**(1)**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**61**	**(6)**
2	*-*	*2*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*55*	*58*	*(3)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*6*	*8*	*(2)*
-	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*(5)*	*(1)*
(9)	**(36)**	**27**	**66**	**9**	**57**	**(188)**	**(144)**	**(44)**	**(188)**	**(327)**	**139**
152	**158**	**(6)**	**(47)**	**126**	**(173)**	**(190)**	**(144)**	**(46)**	**16.816**	**17.704**	**(888)**

RISULTATI SECONDO LA TASSONOMIA EUROPEA PER LINEA DI BUSINESS

Con riferimento ai ricavi verso terzi, al margine operativo lordo ordinario, agli investimenti e alle spese operative ordinarie, si riportano i risultati dell'allineamento di tali metriche alla tassonomia europea, distinti per Linea di Business, secondo quanto precedentemente specificato nel paragrafo "Tassonomia dell'Unione Europea".

CATENA DEL VALORE	Attività eleggibili (contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici)	Ricavi verso terzi[1]				Margine operativo lordo ordinario (EBITDA ordinario)			
		2020		2019		2020		2019	
		€mln	%	€mln	%	€mln	%	€mln	%
Generation	Enel Green Power	7.409	11,4%	7.344	9,1%	4.721	26,3%	4.618	25,8%
		6.914	10,6%	6.921	8,6%	4.346	24,2%	4.296	24,0%
		495	0,8%	423	0,5%	375	2,1%	322	1,8%
		-	-	-	-	-	-	-	-
	Generazione Termoelettrica e Trading	19.350	29,8%	30.480	38,0%	2.230	12,4%	1.585	8,8%
		3	-	3	-	-	-	2	-
		5.545	8,5%	7.591	9,5%	1.194	6,7%	1.150	6,4%
		13.802	21,3%	22.886	28,5%	1.036	5,7%	433	2,4%
Grids	Infrastrutture e Reti	17.824	27,4%	20.092	25,0%	7.714	43,0%	8.228	46,0%
		15.103	23,2%	16.618	20,7%	6.989	39,0%	7.132	39,9%
		2.720	4,2%	3.474	4,3%	726	4,0%	1.096	6,1%
		1	-	-	-	(1)	-	-	-
Customers	Mercati finali	17.647	27,2%	19.537	24,3%	3.197	17,8%	3.334	18,6%
		-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
		17.647	27,2%	19.537	24,3%	3.197	17,8%	3.334	18,6%
	Enel X	970	1,5%	967	1,2%	161	0,9%	158	0,9%
		658	1,0%	713	0,9%	134	0,7%	94	0,5%
		-	-	-	-	-	-	-	-
		312	0,5%	254	0,3%	27	0,2%	64	0,4%
Altro	Servizi e Altro	1.785	2,7%	1.907	2,4%	(83)	-0,4%	(18)	-0,1%
		-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
		1.785	2,7%	1.907	2,4%	(83)	-0,4%	(18)	-0,1%
	TOTALE	64.985	100%	80.327	100%	17.940	100%	17.905	100%
		22.678	34,8%	24.255	30,2%	11.469	63,9%	11.524	64,4%
		8.760	13,5%	11.488	14,3%	2.295	12,8%	2.568	14,3%
		33.547	51,7%	44.584	55,5%	4.176	23,3%	3.813	21,3%

(1) I ricavi verso terzi oggetto di analisi si riferiscono a quelli di "settore" e comprendono le sole partite verso terzi. Pertanto, non includono scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato degli investimenti (Capex) 2019 non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nella tabella è evidenziata l'incidenza % sul totale dei ricavi verso terzi, del margine operativo lordo ordinario, degli investimenti e delle spese operative ordinarie.

Investimenti (Capex)[2]				Spese operative ordinarie (Opex ordinarie)			
2020		2019		2020		2019	
€mln	%	€mln	%	€mln	%	€mln	%
4.629	45,4%	**4.293**	43,2%	**1.227**	16,3%	**1.277**	15,0%
4.591	45,0%	**4.247**	42,7%	**1.119**	14,9%	**1.177**	13,8%
38	0,4%	**46**	0,5%	**108**	1,4%	**100**	1,2%
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
694	6,8%	**851**	8,6%	**1.192**	15,9%	**1.561**	18,3%
1	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
493	4,9%	**663**	6,7%	**783**	10,4%	**1.150**	13,5%
200	1,9%	**188**	1,9%	**409**	5,5%	**411**	4,8%
3.937	38,6%	**3.905**	39,2%	**2.065**	27,5%	**2.388**	28,1%
3.435	33,7%	**3.269**	32,8%	**1.683**	22,4%	**1.989**	23,4%
502	4,9%	**636**	6,4%	**381**	5,1%	**398**	4,7%
-	-	**-**	-	**1**	-	**1**	-
460	4,5%	**449**	4,5%	**897**	11,9%	**1.009**	11,9%
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
460	4,5%	**449**	4,5%	**897**	11,9%	**1.009**	11,9%
303	3,0%	**270**	2,7%	**296**	3,9%	**347**	4,1%
158	1,6%	**133**	1,3%	**195**	2,6%	**203**	2,4%
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
145	1,4%	**137**	1,4%	**101**	1,3%	**144**	1,7%
174	1,7%	**179**	1,8%	**1.844**	24,5%	**1.924**	22,6%
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
174	1,7%	**179**	1,8%	**1.844**	24,5%	**1.924**	22,6%
10.197	100%	**9.947**	100%	**7.521**	100%	**8.506**	100%
8.185	80,3%	**7.649**	76,8%	**2.997**	39,9%	**3.369**	39,6%
1.033	10.2%	**1.345**	13,6%	**1.272**	16,9%	**1.648**	19,4%
979	9,5%	**953**	9,6%	**3.252**	43,2%	**3.489**	41,0%

eleggibile non eleggibile non coperto



GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING

39,0 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

-23,9% da impianti a carbone rispetto al 2019

101,7 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

-65,0% da impianti a carbone rispetto al 2019

2,5%

RICAVI "COAL"

sul totale ricavi del Gruppo

€ 1.700 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 1.364 mln nel 2019

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh

	2020	2019	2020-2019	
Impianti a carbone	13.155	37.592	(24.437)	-65,0%
Impianti a olio combustibile e turbogas	19.401	20.887	(1.486)	-7,1%
Impianti a ciclo combinato	43.353	44.980	(1.627)	-3,6%
Impianti nucleari	25.839	26.279	(440)	-1,7%
Totale produzione netta	**101.748**	**129.738**	**(27.990)**	**-21,6%**
- di cui Italia	*19.044*	*22.604*	*(3.560)*	*-15,7%*
- di cui Iberia	*42.853*	*51.312*	*(8.459)*	*-16,5%*
- di cui America Latina	*21.764*	*23.388*	*(1.624)*	*-6,9%*
- di cui Europa	*18.087*	*32.434*	*(14.347)*	*-44,2%*

Il decremento della produzione netta di energia elettrica è attribuibile essenzialmente a una forte riduzione della generazione da impianti a carbone per 24.437 milioni di kWh, principalmente registrata in Russia (13.333 milioni di kWh) a seguito della cessione, il 1° ottobre 2019, della centrale a carbone Reftinskaya GRES, nonché in Iberia (6.210 milioni di kWh), in Italia (3.672 milioni di kWh) e in Cile (1.280 milioni di kWh) come conseguenza dell'accelerazione del processo di transizione energetica. In generale, anche la generazione dagli altri impianti a più elevate emissioni ha subíto una riduzione a vantaggio di quella da fonte rinnovabile. In particolare, nel 2020 si è registrata una riduzione della produzione da impianti a olio combustibile e turbogas per 1.486 milioni di kWh e da impianti a ciclo combinato per 1.627 milioni di kWh.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

	2020	2019	2020-2019	
Impianti a carbone	8.903	11.695	(2.792)	-23,9%
Impianti a olio combustibile e turbogas	11.711	12.211	(500)	-4,1%
Impianti a ciclo combinato	15.009	14.991	18	0,1%
Impianti nucleari	3.328	3.318	10	0,3%
Totale	**38.951**	**42.215**	**(3.264)**	**-7,7%**
- di cui Italia	*12.414*	*13.480*	*(1.066)*	*-7,9%*
- di cui Iberia	*13.871*	*15.957*	*(2.086)*	*-13,1%*
- di cui America Latina	*7.406*	*7.523*	*(117)*	*-1,6%*
- di cui Europa	*5.260*	*5.255*	*5*	*0,1%*

Rispetto al 2019, il decremento della potenza efficiente netta installata, pari a 3.264 MW, è principalmente riconducibile alla dismissione di 3.023 MW di impianti a carbone, impianti a olio combustibile e turbogas in Spagna e in Italia.

Risultati economici (1)

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Ricavi	20.804	32.012	(11.208)	-35,0%
Margine operativo lordo	1.700	1.364	336	24,6%
Margine operativo lordo ordinario	2.230	1.585	645	40,7%
Risultato operativo	15	(3.525)	3.540	-
Investimenti	694	851	(157)	-18,4%

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Relativamente ai ricavi, si evidenzia che i ricavi "coal", ossia quelli derivanti da impianti a carbone, a seguito delle scelte strategiche aziendali che si ispirano a un modello di business sostenibile in cui si perseguono, tra gli altri, obiettivi di lotta al cambiamento climatico e di decarbonizzazione, registrano una progressiva diminuzione come risulta anche dalla seguente tabella.

RICAVI DA FONTE TERMOELETTRICA E NUCLEARE

Milioni di euro

Ricavi (1)	2020	2019	2020-2019
Ricavi da generazione termoelettrica	7.512	10.300	-27,1%
- di cui da generazione a carbone	*1.639*	*2.827*	*-42,0%*
Ricavi da generazione nucleare	1.360	1.296	4,9%
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	11,6%	12,8%	
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	*2,5%*	*3,5%*	
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	2,1%	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.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI [1]

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	14.029	23.688	(9.659)	-40,8%
Iberia	5.129	6.261	(1.132)	-18,1%
America Latina	1.304	1.875	(571)	-30,5%
- di cui Argentina	*148*	*323*	*(175)*	*-54,2%*
- di cui Brasile	*182*	*283*	*(101)*	*-35,7%*
- di cui Cile	*627*	*813*	*(186)*	*-22,9%*
- di cui Colombia	*183*	*102*	*81*	*79,4%*
- di cui Perù	*164*	*354*	*(190)*	*-53,7%*
Nord America	12	29	(17)	-58,6%
Europa	539	956	(417)	-43,6%
- di cui Romania	*-*	*42*	*(42)*	*-*
- di cui Russia	*539*	*911*	*(372)*	*-40,8%*
- di cui altri Paesi	*-*	*3*	*(3)*	*-*
Altro	130	54	76	-
Elisioni e rettifiche	(339)	(851)	512	60,2%
Totale	**20.804**	**32.012**	**(11.208)**	**-35,0%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fattoche, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

MARGINE OPERATIVO LORDO [1]

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	221	(14)	235	-
Iberia	1.039	590	449	76,1%
America Latina	309	609	(300)	-49,3%
- di cui Argentina	*85*	*165*	*(80)*	*-48,5%*
- di cui Brasile	*66*	*102*	*(36)*	*-35,3%*
- di cui Cile	*35*	*198*	*(163)*	*-82,3%*
- di cui Colombia	*9*	*8*	*1*	*12,5%*
- di cui Perù	*114*	*136*	*(22)*	*-16,2%*
Nord America	17	(16)	33	-
Europa	118	209	(91)	-43,5%
- di cui Romania	*(1)*	*(2)*	*1*	*-50,0%*
- di cui Russia	*119*	*209*	*(90)*	*-43,1%*
- di cui altri Paesi	*-*	*2*	*(2)*	*-*
Altro	(4)	(14)	10	-71,4%
Totale	**1.700**	**1.364**	**336**	**24,6%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

L'incremento del **margine operativo lordo** del 2020 è riferibile principalmente:

> all'aumento del margine realizzato in Iberia per 449 milioni di euro sostanzialmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

— il decremento dei costi per consumo di combustibili per 1.093 milioni di euro che riflette principalmente la riduzione della produzione di energia termoelettrica e la conseguente diminuzione degli altri costi di approvvigionamento, tra cui l'energia elettrica (135 milioni di

euro), nonché le migliori efficienze operative, in parte compensato dai minori ricavi riferiti alla vendita di energia elettrica e gas, per effetto sia dei minori volumi intermediati sia dei prezzi applicati;
- la riduzione dei costi del personale per la modifica del beneficio per lo sconto energia al netto dell'accantonamento ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato (165 milioni di euro);
- la riduzione dei costi associati ai servizi per effetto del lockdown causato dall'emergenza sanitaria da COVID-19.

Tali effetti sono stati in parte compensati:
- dai maggiori accantonamenti per 204 milioni di euro derivanti dai piani di ristrutturazione aziendali avviati dal Gruppo nell'ambito del processo di transizione energetica e in particolare riferiti a impianti a carbone in Spagna;
- dal peggioramento del risultato netto dei contratti derivati per la gestione del rischio su commodity per 124 milioni di euro;

> alla variazione positiva del margine in Italia per 235 milioni di euro essenzialmente determinata:
- dalla riduzione dei costi di approvvigionamento delle centrali termiche in dismissione, nonché dalle migliori efficienze operative, in parte compensate dai minori ricavi per vendita di energia elettrica per effetto sia dei minori volumi intermediati sia dei prezzi applicati;
- dal miglioramento del risultato netto dei contratti derivati per la gestione del rischio su commodity per 255 milioni di euro;
- dall'adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio per 186 milioni di euro;
- dagli oneri legati ai piani di ristrutturazione per la transizione energetica per 71 milioni di euro;

> alla riduzione del margine in America Latina per 300 milioni di euro principalmente riferibile:
- alla diminuzione del margine in Cile per 163 milioni di euro, dovuta prevalentemente alla rilevazione nel 2019 dell'indennizzo da parte di un grande cliente industriale di 80 milioni di euro, per l'esercizio anticipato dell'opzione di recesso, nonché alla riduzione dei ricavi per vendita di energia e gas che hanno risentito principalmente di un effetto cambi negativo, in parte compensata dai minori costi legati anche al processo di decarbonizzazione che ha visto la chiusura anticipata del gruppo I della centrale a carbone di Bocamina;
- alla riduzione del margine in Argentina per 80 milioni di euro, da ricondurre soprattutto all'andamento sfavorevole del cambio, nonché alle minori quantità di energia venduta;
- al decremento del margine in Brasile per 36 milioni di euro, dovuto principalmente sia ai minori volumi venduti in un regime di prezzi medi decrescenti sia al deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro;

> al decremento del margine in Europa per 91 milioni di euro, prevalentemente in Russia, essenzialmente a seguito della cessione della centrale a carbone Reftinskaya GRES.

Il **margine operativo lordo ordinario**, pari a 2.230 milioni di euro (1.585 milioni di euro nel 2019), risente per 299 milioni di euro dei costi legati ai piani di ristrutturazione per la transizione energetica, per 218 milioni dell'adeguamento di valore di magazzini e parti di ricambio di alcuni impianti e per 13 milioni dei costi sostenuti a seguito della pandemia da COVID-19 per sanificazioni ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni.

RISULTATO OPERATIVO [1]

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	(40)	(1.908)	1.868	-97,9%
Iberia	559	(1.650)	2.209	-
America Latina	(589)	35	(624)	-
- di cui Argentina	*32*	*100*	*(68)*	*-68,0%*
- di cui Brasile	*56*	*89*	*(33)*	*-37,1%*
- di cui Cile	*(749)*	*(246)*	*(503)*	-
- di cui Colombia	*(7)*	*(9)*	*2*	*-22,2%*
- di cui Perù	*79*	*101*	*(22)*	*-21,8%*
Nord America	14	(17)	31	-
Europa	76	30	46	-
- di cui Romania	*(2)*	*(1)*	*(1)*	-
- di cui Russia	*83*	*31*	*52*	-
- di cui altri Paesi	*(5)*	-	*(5)*	-
Altro	(5)	(15)	10	-66,7%
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**15**	**(3.525)**	**3.540**	**-**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

L'incremento del **risultato operativo**, oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo, è connesso ai minori ammortamenti e impairment (complessivamente pari a 3.204 milioni di euro) rilevati nel corso del 2020 rispetto all'esercizio precedente per effetto degli impairment effettuati nel corso del 2019 sugli impianti a carbone. In particolare, i minori ammortamenti ammontano a 364 milioni di euro mentre la riduzione degli impairment su asset ammonta a 2.840 milioni di euro.

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	180	189	(9)	-4,8%
Iberia	331	388	(57)	-14,7%
America Latina	120	193	(73)	-37,8%
Nord America	7	-	7	-
Europa	56	79	(23)	-29,1%
Altro	-	2	(2)	-
Totale	**694**	**851**	**(157)**	**-18,4%**

Il decremento degli **investimenti**, pari a 157 milioni di euro, a eccezione del Nord America ha riguardato tutte le geografie e ha risentito principalmente della cessione, in Russia, della centrale di Reftinskaya GRES avvenuta nell'ultimo trimestre 2019, di una diversa programmazione e ridefinizione delle attività riferite a impianti a gas e a carbone in Spagna nel resto d'Europa e in America Latina, nonché dell'ottimizzazione dei costi.


ENEL
GREEN
POWER

45,0 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

53,6% della potenza totale del Gruppo

105,4 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

+45,0% da impianti solari rispetto al 2019

€ 4.647 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 4.588 mln nel 2019

€ 4.629 milioni.

INVESTIMENTI

+7,8% rispetto al 2019

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh

	2020	2019	2020-2019	
Idroelettrica	62.437	62.580	(143)	-0,2%
Geotermoelettrica	6.167	6.149	18	0,3%
Eolica	30.992	26.668	4.324	16,2%
Solare	5.763	3.974	1.789	45,0%
Altre fonti	1	21	(20)	-95,2%
Totale produzione netta	**105.360**	**99.392**	**5.968**	**6,0%**
- di cui Italia	*23.451*	*24.309*	*(858)*	*-3,5%*
- di cui Iberia	*13.415*	*10.090*	*3.325*	*33,0%*
- di cui America Latina	*47.400*	*48.448*	*(1.048)*	*-2,2%*
- di cui Europa	*2.374*	*2.005*	*369*	*18,4%*
- di cui Nord America	*17.182*	*12.969*	*4.213*	*32,5%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*1.538*	*1.571*	*(33)*	*-2,1%*

La produzione netta di energia elettrica nel 2020 registra un incremento rispetto al 2019 conseguente alla maggiore produzione da fonte eolica e solare, in parte compensata dalla minore produzione da fonte idroelettrica e da biomasse. Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si sono verificate negli Stati Uniti (+2.116 milioni di kWh) prevalentemente per l'avvio in esercizio degli impianti High Lonesome (I e II) e Whitney Hill, in Iberia (+1.108 milioni di kWh), in Messico (+ 503 milioni di kWh) soprattutto per l'avvio in esercizio dell'impianto Dolores Wind, in Canada (+ 374 milioni di kWh) principalmente per l'avvio in esercizio dell'impianto di Riverview e in Grecia (+ 346 milioni di kWh) in gran parte per l'avvio delle nuove centrali eoliche di Kafireas.

L'incremento delle quantità prodotte da fonte solare è riconducibile prevalentemente a Stati Uniti (+850 milioni di kWh) cui contribuisce in misura rilevante il nuovo impianto di Roadrunner, Iberia (+397 milioni di kWh) soprattutto grazie a nuovi impianti connessi a fine 2019 nella regione dell'Estremadura e Messico (+397 milioni di kWh) principalmente a seguito dell'avvio in esercizio dell'impianto di Magdalena.

La produzione da fonte idroelettrica ha subíto un lieve decremento per effetto dalla minore produzione in particolare in Cile (-866 milioni di kWh) e Colombia (-1.305 milioni di kWh), in parte compensata dalla maggiore produzione in Iberia (+1.821 milioni di kWh).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW	2020	2019	2020-2019	
Idroelettrica	27.820	27.830	(10)	-
Geotermoelettrica	882	878	4	0,5%
Eolica	12.412	10.327	2.085	20,2%
Solare	3.897	3.094	803	26,0%
Altre fonti	5	5	-	-
Totale potenza efficiente netta	**45.016**	**42.134**	**2.882**	**6,8%**
- di cui Italia	*13.986*	*13.972*	*14*	*0,1%*
- di cui Iberia	*7.781*	*7.391*	*390*	*5,3%*
- di cui America Latina	*14.554*	*13.676*	*878*	*6,4%*
- di cui Europa	*1.141*	*1.037*	*104*	*10,0%*
- di cui Nord America	*6.643*	*5.282*	*1.361*	*25,8%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*911*	*776*	*135*	*17,4%*

La potenza efficiente netta installata del 2020 registra un incremento rispetto al 2019, prevalentemente:

- negli Stati Uniti per la realizzazione degli impianti solari di Roadrunner Ph II, Roadrunner Ph III, Roadrunner Ph IV, per l'espansione dell'impianto eolico di Cimarron Bend e la messa in esercizio degli impianti di White Cloud e High Lonesome;
- in Messico per i parchi eolici Dolores Wind SA de Cv e Parque Amistad III SA de Cv;
- in Brasile per gli impianti fotovoltaici di São Gonçalo ed eolico di Lagoa dos Ventos I;
- in Spagna per gli impianti eolici in Aragona e gli impianti fotovoltaici in Andalusia, Castiglia - La Mancha, Estremadura e Isole Baleari.

Risultati economici (1)

Milioni di euro	2020	2019	2020-2019	
Ricavi	7.692	7.717	(25)	-0,3%
Margine operativo lordo	4.647	4.588	59	1,3%
Margine operativo lordo ordinario	4.721	4.618	103	2,2%
Risultato operativo	2.734	3.260	(526)	-16,1%
Investimenti	4.629	4.293 (2)	336	7,8%

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

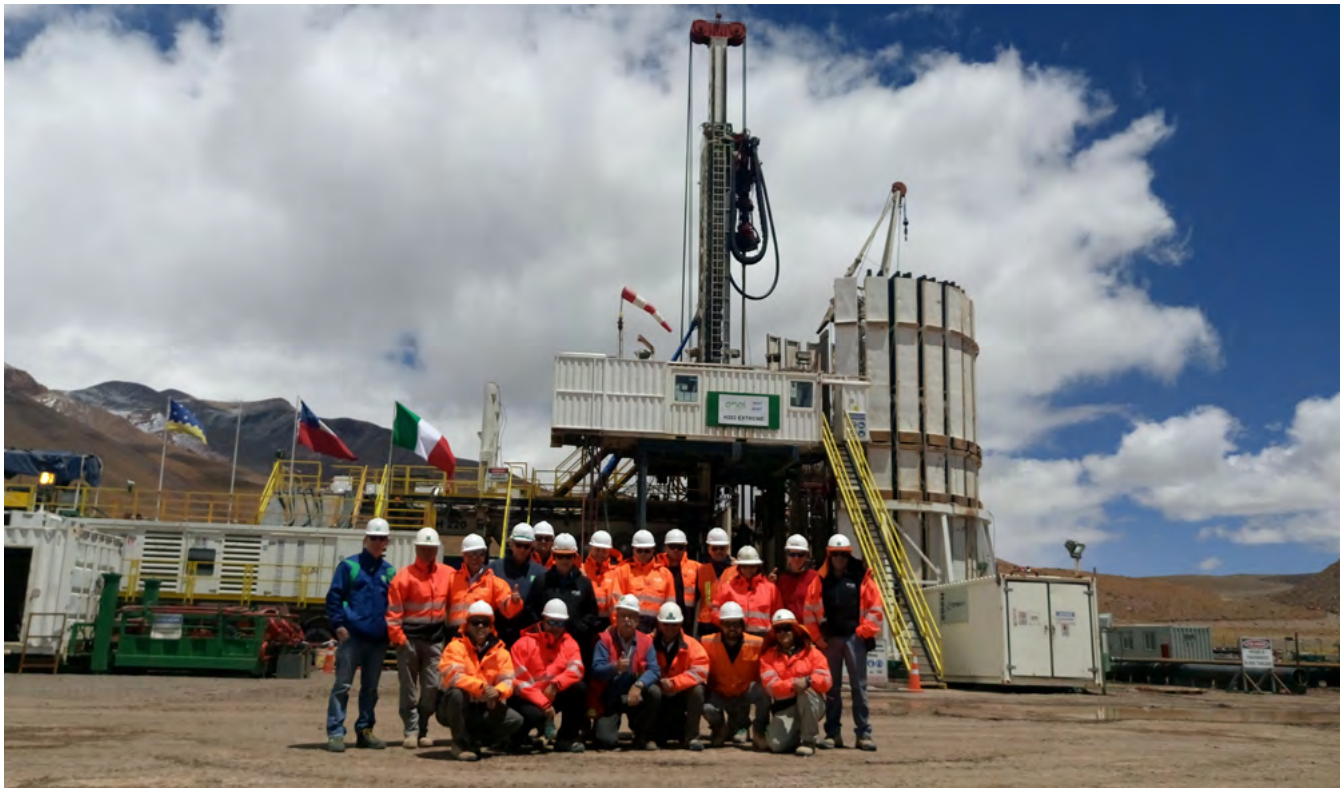
(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI [1]

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Italia	2.154	1.918	236	12,3%
Iberia	771	653	118	18,1%
America Latina	3.234	3.677	(443)	-12,0%
- di cui Argentina	*39*	*64*	*(25)*	*-39,1%*
- di cui Brasile	*837*	*694*	*143*	*20,6%*
- di cui Cile	*1.209*	*1.479*	*(270)*	*-18,3%*
- di cui Colombia	*814*	*1.007*	*(193)*	*-19,2%*
- di cui Perù	*132*	*196*	*(64)*	*-32,7%*
- di cui Panama	*136*	*169*	*(33)*	*-19,5%*
- di cui altri Paesi	*67*	*68*	*(1)*	*-1,5%*
Nord America	1.156	1.115	41	3,7%
- di cui Stati Uniti e Canada	*1.018*	*956*	*62*	*6,5%*
- di cui Messico	*138*	*159*	*(21)*	*-13,2%*
Europa	323	271	52	19,2%
- di cui Romania	*198*	*175*	*23*	*13,1%*
- di cui Grecia	*114*	*86*	*28*	*32,6%*
- di cui Bulgaria	*9*	*8*	*1*	*12,5%*
- di cui altri Paesi	*2*	*2*	-	-
Africa, Asia e Oceania	99	107	(8)	-7,5%
Altro	226	105	121	-
Elisioni e rettifiche	(271)	(129)	(142)	-
Totale	**7.692**	**7.717**	**(25)**	**-0,3%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.



MARGINE OPERATIVO LORDO [1]

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	1.311	1.240	71	5,7%
Iberia	434	358	76	21,2%
America Latina	1.979	2.202	(223)	-10,1%
- di cui Argentina	*28*	*51*	*(23)*	*-45,1%*
- di cui Brasile	*271*	*335*	*(64)*	*-19,1%*
- di cui Cile	*825*	*888*	*(63)*	*-7,1%*
- di cui Colombia	*573*	*620*	*(47)*	*-7,6%*
- di cui Perù	*136*	*157*	*(21)*	*-13,4%*
- di cui Panama	*101*	*112*	*(11)*	*-9,8%*
- di cui altri Paesi	*45*	*39*	*6*	*15,4%*
Nord America	767	737	30	4,1%
- di cui Stati Uniti e Canada	*693*	*658*	*35*	*5,3%*
- di cui Messico	*74*	*79*	*(5)*	*-6,3%*
Europa	161	112	49	43,8%
- di cui Romania	*78*	*75*	*3*	*4,0%*
- di cui Russia	*(7)*	*(1)*	*(6)*	-
- di cui Grecia	*85*	*35*	*50*	-
- di cui Bulgaria	*7*	*6*	*1*	*16,7%*
- di cui altri Paesi	*(2)*	*(3)*	*1*	*33,3%*
Africa, Asia e Oceania	53	62	(9)	-14,5%
Altro	(58)	(123)	65	52,8%
Totale	**4.647**	**4.588**	**59**	**1,3%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **margine operativo lordo** ha un incremento di 59 milioni di euro rispetto al 2019, riferibile sostanzialmente:

- all'incremento del margine in Italia soprattutto per effetto delle migliori performance degli impianti idroelettrici;
- all'aumento del margine in Spagna riconducibile soprattutto alle maggiori quantità prodotte e vendute, grazie alla maggiore capacità installata per l'entrata in funzione di alcuni impianti eolici e solari, e alla maggiore quantità prodotta da impianti idroelettrici il cui effetto è stato in parte compensato dalla riduzione dei prezzi;
- al miglioramento del margine in Nord America, principalmente negli Stati Uniti e Canada, dove la rilevazione di negative goodwill di 181 milioni di euro e di plusvalenze da cessione di progetti per 42 milioni di euro nel 2019, è stata più che compensata dai seguenti effetti:
  - maggiori margini legati ai nuovi impianti entrati in esercizio;
  - maggiori proventi per tax partnership (137 milioni di euro) rilevati nel 2020 a seguito dell'entrata in funzione di nuovi impianti di Enel North America, in particolare Cimarron Bend, White Cloud, Roadrunner e Aurora Wind;
  - maggiori proventi da indennizzi e contenziosi (31 milioni di euro);
  - maggiori proventi conseguenti alla vendita del progetto eolico Haystack da parte di Tradewind (45 milioni di euro);
- all'incremento del margine registrato in Europa e in particolare in Grecia a seguito dell'entrata in funzione degli impianti eolici di Kafireas avvenuta nel corso dei primi mesi del 2020;
- al minore margine in America Latina dovuto prevalentemente:
  - al decremento del margine in Cile riferibile principalmente alla rilevazione nel 2019 da parte di Enel Generación Chile di ricavi per penali pari a 80 milioni di euro dovute all'esercizio del recesso anticipato, da parte di un grande cliente industriale, dal contratto a lungo ter-

mine per la fornitura di energia elettrica, nonché all'andamento sfavorevole dei cambi;
- al peggioramento del margine in Brasile prevalentemente per effetto delle minori quantità vendute, per il significativo deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro e per la cessione nel 2019 di alcuni impianti eolici;
- alla riduzione del margine in Colombia prevalentemente per l'effetto cambi negativo, nonché per le minori quantità prodotte e vendute, imputabili soprattutto alla scarsa idraulicità e alla minore domanda di energia.

Il **margine operativo lordo ordinario**, pari a 4.721 milioni di euro (4.618 milioni di euro nel 2019), risente per 50 milioni di euro dei costi legati ai piani di ristrutturazione per la transizione energetica in Italia, Spagna e America Latina, per 10 milioni di euro dei costi sostenuti a seguito della pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni, per 10 milioni della svalutazione del magazzino materiali di Enel Green Power Italia e per 4 milioni di euro della fornitura da parte di Enel Green Power Italia di pannelli solari legati a una clausola contrattuale riferita alla cessione nel 2019 di EF Solare Italia a F2i.

RISULTATO OPERATIVO [1]

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Italia	935	909	26	2,9%
Iberia	235	183	52	28,4%
America Latina	1.544	1.793	(249)	-13,9%
- di cui Argentina	*(15)*	*38*	*(53)*	-
- di cui Brasile	*207*	*249*	*(42)*	*-16,9%*
- di cui Cile	*660*	*718*	*(58)*	*-8,1%*
- di cui Colombia	*521*	*560*	*(39)*	*-7,0%*
- di cui Perù	*99*	*118*	*(19)*	*-16,1%*
- di cui Panama	*83*	*96*	*(13)*	*-13,5%*
- di cui altri Paesi	*(11)*	*14*	*(25)*	-
Nord America	(28)	418	(446)	-
- di cui Stati Uniti e Canada	*394*	*367*	*27*	*7,4%*
- di cui Messico	*(422)*	*51*	*(473)*	-
Europa	129	58	71	-
- di cui Romania	*109*	*49*	*60*	-
- di cui Russia	*(13)*	-	*(13)*	-
- di cui Grecia	*46*	*10*	*36*	-
- di cui Bulgaria	*4*	*3*	*1*	*33,3%*
- di cui altri Paesi	*(17)*	*(4)*	*(13)*	-
Africa, Asia e Oceania	(11)	24	(35)	-
Altro	(70)	(125)	55	-44,0%
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**2.734**	**3.260**	**(526)**	**-16,1%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che a partire dal 2020 in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **risultato operativo** del 2020, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.913 milioni di euro (1.328 milioni di euro nel 2019), evidenzia, rispetto al 2019, un decremento di milioni di 526 milioni di euro, prevalentemente per effetto della rilevazione di impairment delle CGU Messico, Australia e Argentina per complessivi 534 milioni di euro e della svalutazione degli asset relativi a una linea di produzione di pannelli solari in Enel Green Power Italia (65 milioni di euro) e all'impianto CIS NOLA (15 milioni di euro).

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	283	240	43	17,9%
Iberia	460	765	(305)	-39,9%
America Latina	1.514	1.055 (1)	459	43,5%
Nord America	1.773	1.744	29	1,7%
Europa	157	189	(32)	-16,9%
Africa, Asia e Oceania	414	274	140	51,1%
Altro	28	26	2	7,7%
Totale	**4.629**	**4.293**	**336**	**7,8%**

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2020 registrano un incremento di 336 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- maggiori investimenti in America Latina pari a 459 milioni e principalmente in impianti fotovoltaici (403 milioni di euro), geotermici (12 milioni di euro) ed eolici (130 milioni di euro), in parte compensati da minori investimenti in impianti idroelettrici (71 milioni di euro); i maggiori investimenti sono concentrati prevalentemente in Cile e Brasile;
- maggiori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 140 milioni di euro riferiti principalmente a impianti eolici (189 milioni di euro) concentrati in Sudafrica e India, in parte compensati da minori investimenti in impianti fotovoltaici (49 milioni di euro) prevalentemente in Australia e Zambia;
- maggiori investimenti in Nord America per 29 milioni di euro riferiti prevalentemente ai maggiori investimenti negli Stati Uniti in impianti eolici (306 milioni di euro) e fotovoltaici (90 milioni di euro), in parte compensati dai minori investimenti in Messico in impianti eolici (235 milioni di euro) e fotovoltaici (100 milioni di euro) e in impianti eolici in Canada (84 milioni di euro), a seguito dei numerosi impianti realizzati nel 2019;
- minori investimenti in Iberia per 305 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (387 milioni di euro) in considerazione del fatto che la maggior parte dei progetti in portafoglio sono stati realizzati nel corso del 2019, in parte compensati da maggiori investimenti in impianti fotovoltaici e idroelettrici;
- minori investimenti in Europa per 32 milioni di euro, in particolare in Grecia (98 milioni di euro) a seguito di progetti sviluppati nel corso del 2019 e poi divenuti operativi. Tale effetto è in parte compensato dai maggiori investimenti in impianti eolici realizzati in Russia per 74 milioni di euro.





INFRASTRUTTURE E RETI

484,6 TWh

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL

507,7 TWh nel 2019

€ 7.433 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 8.278 mln nel 2019

€ 3.937 milioni

INVESTIMENTI

38,6% sul totale investimenti del Gruppo

Dati operativi

RETI DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh

	2020	2019	2020-2019	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel [1]	484.605	507.738	(23.133)	-4,6%
- di cui Italia	*213.615*	*228.143*	*(14.528)*	*-6,4%*
- di cui Iberia	*124.658*	*126.608*	*(1.950)*	*-1,5%*
- di cui America Latina	*130.958*	*137.296*	*(6.338)*	*-4,6%*
- di cui Europa	*15.374*	*15.691*	*(317)*	*-2,0%*
Utenti finali con smart meter attivi (n.) [2] [3]	44.292.794	43.821.596	471.198	1,1%

(1) Il dato del 2019 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

(2) Il dato dal 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

(3) Di cui smart meter di seconda generazione 18,2 milioni nel 2020 e 13,1 milioni nel 2019.

Nel corso del 2020 si riscontra una riduzione dell'energia trasportata sulla rete (-4,6%), in generale per gli effetti dell'emergenza sanitaria COVID-19. Si commentano di seguito gli impatti sulle differenti aree geografiche:

- in Italia (-6,4%), la diminuzione della domanda di energia elettrica distribuita ha riguardato i clienti in bassa tensione per gli usi non domestici (-5,7 TWh) e quelli in media tensione (-5,6 TWh). In diminuzione anche la domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in alta e altissima tensione (-3,0 TWh) nonché di quella distribuita ad altri rivenditori (-0,2 TWh);
- in America Latina (-4,6%), la variazione dei volumi vettoriati si è registrata principalmente in Brasile;
- in Europa (-2%), la diminuzione dell'energia distribuita è stata rilevata in Romania ed è attribuibile al settore dei clienti business;
- in Iberia (-1,5%), il decremento è dovuto essenzialmente alla diminuzione della domanda.

FREQUENZA MEDIA DI INTERRUZIONI PER CLIENTE

	2020	2019	2020-2019	
SAIFI (n. medio)				
Italia	*1,7*	*1,9*	*(0,2)*	*-10,5%*
Iberia	*1,4*	*1,4*	-	-
Argentina	*4,5*	*6,0*	*(1,5)*	*-25,0%*
Brasile	*5,4*	*5,8*	*(0,4)*	*-6,9%*
Cile	*1,5*	*1,6*	*(0,1)*	*-6,3%*
Colombia	*5,6*	*6,8*	*(1,2)*	*-17,6%*
Perù	*2,6*	*2,8*	*(0,2)*	*-7,1%*
Romania	*3,4*	*4,1*	*(0,7)*	*-17,1%*

DURATA MEDIA DI INTERRUZIONI PER CLIENTE

	2020	2019	2020-2019	
SAIDI (minuti medi)				
Italia	*42,0*	*48,5*	*(6,5)*	*-13,4%*
Iberia	*74,5*	*75,8*	*(1,3)*	*-1,7%*
Argentina	*839,0*	*1.214,1*	*(375,1)*	*-30,9%*
Brasile	*678,8*	*728,8*	*(50,0)*	*-6,9%*
Cile	*171,2*	*184,1*	*(12,9)*	*-7,0%*
Colombia	*466,6*	*666,6*	*(200,0)*	*-30,0%*
Perù	*419,4*	*418,9*	*0,5*	*0,1%*
Romania	*134,5*	*169,6*	*(35,1)*	*-20,7%*

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento in 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.

	2020	2019	2020-2019	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,9*	*4,7*	*0,2*	*4,3%*
Iberia	*7,1*	*7,5*	*(0,4)*	*-5,3%*
Argentina	*18,9*	*15,5*	*3,4*	*21,9%*
Brasile	*13,4*	*12,8*	*0,6*	*4,7%*
Cile	*5,2*	*5,0*	*0,2*	*4,0%*
Colombia	*7,6*	*7,7*	*(0,1)*	*-1,3%*
Perù	*8,8*	*8,2*	*0,6*	*7,3%*
Romania	*9,2*	*9,7*	*(0,5)*	*-5,2%*

Le variazioni delle perdite di rete risultano stabili in tutte le aree geografiche tranne in Argentina dove l'acuirsi della crisi economica, a seguito della pandemia da COVID-19, ha causato l'aumento delle frodi.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Ricavi	19.342	21.789	(2.447)	-11,2%
Margine operativo lordo	7.433	8.278	(845)	-10,2%
Margine operativo lordo ordinario	7.714	8.228	(514)	-6,2%
Risultato operativo	4.262	5.277	(1.015)	-19,2%
Investimenti	3.937	3.905	32	0,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	7.488	7.647	(159)	-2,1%
Iberia	2.617	2.724	(107)	-3,9%
America Latina	8.821	11.033	(2.212)	-20,0%
- di cui Argentina	*647*	*1.166*	*(519)*	*-44,5%*
- di cui Brasile	*5.649*	*6.946*	*(1.297)*	*-18,7%*
- di cui Cile	*1.229*	*1.467*	*(238)*	*-16,2%*
- di cui Colombia	*601*	*641*	*(40)*	*-6,2%*
- di cui Perù	*695*	*813*	*(118)*	*-14,5%*
Europa	396	386	10	2,6%
Altro	393	60	333	-
Elisioni e rettifiche	(373)	(61)	(312)	-
Totale	**19.342**	**21.789**	**(2.447)**	**-11,2%**

MARGINE OPERATIVO LORDO

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	3.824	3.906	(82)	-2,1%
Iberia	1.890	2.025	(135)	-6,7%
America Latina	1.579	2.259	(680)	-30,1%
- di cui Argentina	*46*	*270*	*(224)*	*-83,0%*
- di cui Brasile	*871*	*1.144*	*(273)*	*-23,9%*
- di cui Cile	*156*	*222*	*(66)*	*-29,7%*
- di cui Colombia	*353*	*399*	*(46)*	*-11,5%*
- di cui Perù	*153*	*224*	*(71)*	*-31,7%*
Europa	135	107	28	26,2%
Altro	5	(19)	24	-
Totale	**7.433**	**8.278**	**(845)**	**-10,2%**

Il **margine operativo lordo** si decrementa:

- in America Latina, in particolar modo in Brasile per i minori volumi vettoriati in conseguenza del COVID-19 e per lo sfavorevole andamento dei cambi, ma anche in Argentina per la rilevazione nel 2019 dell'accordo transattivo di Edesur con il Governo argentino che ha sanato pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 (209 milioni di euro);
- in Iberia, a seguito della riduzione dei ricavi energia dovuti sia alla diminuzione delle quantità vendute sia all'applicazione di nuovi parametri di remunerazione entrati in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025, nonché per la rilevazione di accantonamenti legati ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato a seguito delle novità introdotte all'"Accordo sulle Misure Volontarie di Sospensione o Risoluzione dei Contratti di Lavoro" (315 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla modifica del beneficio dello sconto energia, per 269 milioni di euro, a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che ha comportato il parziale rilascio del relativo fondo;
- in Italia, prevalentemente per i minori margini rilevati a seguito della riduzione dei volumi vettoriati per il COVID-19 e per l'indennizzo ricevuto nel 2019 connesso alla cessione di Enel Rete Gas (50 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori proventi in e-distribuzione per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete in base alle delibere 50/2018 e 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (158 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo ordinario** pari a 7.714 milioni di euro (8.228 milioni di euro nel 2019) risente:

- dei costi sostenuti principalmente in Italia e in Brasile a

causa della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (50 milioni di euro);
> dei costi inerenti al processo di digitalizzazione in Spagna (224 milioni di euro);
> degli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per la transizione energetica in Colombia e Perù (7 milioni di euro).

RISULTATO OPERATIVO

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	2.370	2.647	(277)	-10,5%
Iberia	1.140	1.288	(148)	-11,5%
America Latina	696	1.349	(653)	-48,4%
- di cui Argentina	*(186)*	*240*	*(426)*	-
- di cui Brasile	*433*	*487*	*(54)*	*-11,1%*
- di cui Cile	*108*	*173*	*(65)*	*-37,6%*
- di cui Colombia	*253*	*292*	*(39)*	*-13,4%*
- di cui Perù	*88*	*157*	*(69)*	*-43,9%*
Europa	52	13	39	-
Altro	4	(20)	24	-
Totale	**4.262**	**5.277**	**(1.015)**	**-19,2%**

La diminuzione del **risultato operativo** del 2020, inclusivo di ammortamenti e impairment per 3.171 milioni di euro (3.001 milioni di euro nel 2019), è principalmente riconducibile, oltre a quanto già commentato per il margine operativo lordo del periodo, alle maggiori svalutazioni dei crediti in Italia anche per gli effetti dovuti al COVID-19 (124 milioni di euro) e alla svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU Argentina (216 milioni di euro), parzialmente compensata dall'effetto cambi in Brasile.

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	1.966	1.753	213	12,2%
Iberia	631	647	(16)	-2,5%
America Latina	1.156	1.335	(179)	-13,4%
Europa	182	169	13	7,7%
Altro	2	1	1	-
Totale	**3.937**	**3.905**	**32**	**0,8%**

Gli **investimenti** registrano un incremento complessivo di 32 milioni di euro. In particolare, l'aumento è riconducibile principalmente all'Italia per attività di quality e remote control e alla Romania (13 milioni di euro) per attività legate alla qualità del servizio e nuove connessioni.
Tale incremento è stato parzialmente compensato:
> in America Latina, in particolar modo in Brasile, dalla riduzione degli investimenti a causa dello sfavorevole andamento dei cambi e dal congelamento delle tariffe a partire da febbraio 2019;
> in Iberia dalla riduzione degli investimenti in sub-stazioni, trasformatori, sostituzione degli apparati di misurazione e applicazioni software, parzialmente compensata da un incremento degli investimenti sulla rete di distribuzione.

Gli investimenti in contatori elettronici sono in flessione a causa del rallentamento delle attività di sostituzione massiva dei contatori per effetto della pandemia.





MERCATI FINALI

298,2 TWh

ENERGIA ELETTRICA VENDUTA

322,0 TWh nel 2019

€ 3.121 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 3.334 mln nel 2019

69,5 milioni

CLIENTI RETAIL

di cui **23,2** mln mercato libero

Dati operativi

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh

	2020	2019	2020-2019	
Mercato libero	160.202	172.699	(12.497)	-7,2%
Mercato regolato	137.984	149.324	(11.340)	-7,6%
Totale [1]	**298.186**	**322.023**	**(23.837)**	**-7,4%**
- di cui Italia	*90.205*	*97.539*	*(7.334)*	*-7,5%*
- di cui Iberia	*80.772*	*89.441*	*(8.669)*	*-9,7%*
- di cui America Latina [1]	*118.388*	*125.308*	*(6.920)*	*-5,5%*
- di cui Europa	*8.821*	*9.735*	*(914)*	*-9,4%*

(1) I volumi contengono anche le vendite ai grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

Nel 2020 si registrano minori quantità vendute principalmente per una riduzione dei consumi connessa al calo della domanda di energia elettrica in tutti i Paesi, prevalentemente a seguito dell'emergenza sanitaria COVID-19. La diminuzione in Italia e Spagna è stata maggiormente registrata nel mercato libero relativo ai clienti Business to Business (B2B).

VENDITE DI GAS NATURALE

Milioni di m^3

	2020	2019	2020-2019	
Business to Consumer	3.640	3.732	(92)	-2,5%
Business to Business	6.076	7.067	(991)	-14,0%
Totale [1]	**9.716**	**10.799**	**(1.083)**	**-10,0%**
- di cui Italia	*4.429*	*4.736*	*(307)*	*-6,5%*
- di cui Iberia	*5.022*	*5.750*	*(728)*	*-12,7%*
- di cui America Latina [1]	*155*	*171*	*(16)*	*-9,4%*
- di cui Europa [2]	*110*	*142*	*(32)*	*-22,5%*

(1) I volumi contengono anche le vendite ai grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

(2) I dati del 2019 tengono conto di una più puntuale determinazione dei volumi venduti.

La riduzione delle quantità vendute di gas nel 2020, rispetto all'esercizio precedente, è riferibile principalmente a una riduzione dei consumi in Italia e in Spagna, prevalentemente per effetto della pandemia COVID-19.

Il numero totale di clienti retail del Gruppo ammonta a 69.517.932, di cui 23.164.875 relativi al mercato libero, mentre al 31 dicembre 2019 ammontavano a 70.471.612, di cui 23.013.224 afferenti al mercato libero.

Risultati economici (1)

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Ricavi	29.508	32.599	(3.091)	-9,5%
Margine operativo lordo	3.121	3.334	(213)	-6,4%
Margine operativo lordo ordinario	3.197	3.334	(137)	-4,1%
Risultato operativo	1.817	2.210	(393)	-17,8%
Investimenti	460	449	11	2,4%

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI (1)

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Italia	14.869	16.042	(1.173)	-7,3%
Iberia	11.987	13.867	(1.880)	-13,6%
America Latina	1.492	1.559	(67)	-4,3%
- di cui Argentina	*-*	*30*	*(30)*	*-*
- di cui Brasile	*299*	*404*	*(105)*	*-26,0%*
- di cui Cile	*271*	*293*	*(22)*	*-7,5%*
- di cui Colombia	*705*	*777*	*(72)*	*-9,3%*
- di cui Perù	*217*	*55*	*162*	*-*
Nord America	10	-	10	-
Europa	1.150	1.131	19	1,7%
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**29.508**	**32.599**	**(3.091)**	**-9,5%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

MARGINE OPERATIVO LORDO (1)

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Italia	2.362	2.314	48	2,1%
Iberia	467	715	(248)	-34,7%
America Latina	201	292	(91)	-31,2%
- di cui Argentina	*(7)*	*3*	*(10)*	*-*
- di cui Brasile	*107*	*154*	*(47)*	*-30,5%*
- di cui Cile	*25*	*41*	*(16)*	*-39,0%*
- di cui Colombia	*54*	*66*	*(12)*	*-18,2%*
- di cui Perù	*22*	*28*	*(6)*	*-21,4%*
Nord America	9	(2)	11	-
Europa	82	15	67	-
Totale	**3.121**	**3.334**	**(213)**	**-6,4%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **margine operativo lordo** del 2020 si riduce essenzialmente a seguito di:

- un decremento del margine in Iberia per 248 milioni di euro che risente prevalentemente delle minori quantità vendute e dei più ridotti margini causati dalle attività di copertura anche per il persistere degli impatti negativi del COVID-19 sui volumi e sulla domanda; tali effetti sono stati in parte compensati dai minori costi di approvvigionamento. Il decremento del margine risente, inoltre, dei maggiori accantonamenti per la risoluzione anticipata del rapporto di lavoro su base volontaria (63 milioni di euro);
- un decremento del margine in America Latina principalmente per il deprezzamento delle valute locali rispetto all'euro soprattutto in Brasile e per effetto dell'indennizzo ricevuto nel corso del 2019 da Edesur (24 milioni di euro);
- un incremento del margine in Romania, per 67 milioni di euro, dovuto a un effetto combinato di maggiori ricavi conseguiti per l'incremento dei prezzi medi di vendita e di minori costi di approvvigionamento;
- un incremento del margine in Italia per 48 milioni di euro, dove il minor margine per 27 milioni di euro sul mercato libero (principalmente per la riduzione del margine energia derivante essenzialmente dalle minori vendite a seguito della pandemia COVID-19) è stato compensato dal maggior margine conseguito sul mercato regolato per 75 milioni di euro riconducibile al decremento dei costi operativi, prevalentemente a seguito di rilasci del fondo vertenze legali a seguito di sentenze positive e per i maggiori proventi derivanti dal reintegro di frodi. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi venduti a seguito della pandemia COVID-19 e dalla diminuzione dei clienti.

Il **margine operativo lordo ordinario** risulta pari a 3.197 milioni di euro (3.334 milioni di euro nel 2019). Le partite straordinarie sono relative ai costi non ricorrenti dovuti al COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (11 milioni di euro) e agli oneri connessi alle attività, dirette e indirette, relative all'accelerazione del processo di transizione energetica e al processo di digitalizzazione (65 milioni di euro).

RISULTATO OPERATIVO [1]

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	1.538	1.609	(71)	-4,4%
Iberia	241	491	(250)	-50,9%
America Latina	(22)	126	(148)	-
- di cui Argentina	*(44)*	*(35)*	*(9)*	*-25,7%*
- di cui Brasile	*(39)*	*49*	*(88)*	-
- di cui Cile	*11*	*30*	*(19)*	*-63,3%*
- di cui Colombia	*39*	*59*	*(20)*	*-33,9%*
- di cui Perù	*11*	*23*	*(12)*	*-52,2%*
Nord America	9	(2)	11	-
Europa	51	(14)	65	-
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**1.817**	**2.210**	**(393)**	**-17,8%**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **risultato operativo** risulta inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.304 milioni di euro (1.124 milioni di euro nel 2019). I maggiori ammortamenti e impairment sono riferibili alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali in Italia a seguito del peggioramento delle curve di incasso per effetto del COVID-19.

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	310	324	(14)	-4,3%
Iberia	139	110	29	26,4%
America Latina	-	-	-	-
Europa	11	15	(4)	-26,7%
Totale	**460**	**449**	**11**	**2,4%**

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile ai maggiori investimenti in Spagna legati alla capitalizzazione dei costi afferenti all'acquisizione di contratti con la nuova clientela; tali effetti sono stati in parte compensati dai minori "contract cost" rilevati in Italia.


enel x
ENEL X
JAGUAR

105.237

PUNTI DI RICARICA[1]

79.565 nel 2019

2.794 migliaia

PUNTI LUCE

2.424 nel 2019

6,0 GW

DEMAND RESPONSE

6,3 GW nel 2019

€ 152 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 158 mln nel 2019

+12,2%

INVESTIMENTI

rispetto al 2019
per un totale di **€ 303 mln**

(1) Si precisa che i punti di ricarica, inclusivi dei punti di interoperabilità, sono pari a circa 186.000 al 31 dicembre 2020 e a circa 82.000 al 31 dicembre 2019.

Dati operativi

	2020	2019	2020-2019	
Demand response (MW)	6.038	6.297	(259)	-4,1%
Punti luce (migliaia di unità)	2.794	2.424	370	15,3%
Storage (MW) [1]	123	110	13	11,8%
Punti di ricarica (n.) [2]	105.237	79.565	25.672	32,3%

(1) Contiene anche lo storage on plant.

(2) Si precisa che i punti di ricarica, inclusivi dei punti di interoperabilità, sono pari a circa 186.000 al 31 dicembre 2020 e a circa 82.000 al 31 dicembre 2019.

Si evidenzia come il Gruppo nel corso del 2020 abbia ulteriormente aumentato le infrastrutture di ricarica per l'auto elettrica; i punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 21.033 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 4.639 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Ricavi	1.121	1.130	(9)	-0,8%
Margine operativo lordo	152	158	(6)	-3,8%
Margine operativo lordo ordinario	161	158	3	1,9%
Risultato operativo	(16)	(98)	82	83,7%
Investimenti	303	270	33	12,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	324	282	42	14,9%
Iberia	244	261	(17)	-6,5%
America Latina	218	186	32	17,2%
- di cui Argentina	*7*	*4*	*3*	*75,0%*
- di cui Brasile	*20*	*17*	*3*	*17,6%*
- di cui Cile	*68*	*81*	*(13)*	*-16,0%*
- di cui Colombia	*75*	*77*	*(2)*	*-2,6%*
- di cui Perù	*48*	*7*	*41*	-
Nord America	192	328	(136)	-41,5%
Europa	53	35	18	51,4%
Africa, Asia e Oceania	55	52	3	5,8%
Altro	156	66	90	-
Elisioni e rettifiche	(121)	(80)	(41)	-51,3%
Totale	**1.121**	**1.130**	**(9)**	**-0,8%**

MARGINE OPERATIVO LORDO

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	38	13	25	-
Iberia	39	38	1	2,6%
America Latina	83	64	19	29,7%
- di cui Argentina	*3*	*-*	*3*	-
- di cui Brasile	*2*	*(1)*	*3*	-
- di cui Cile	*15*	*26*	*(11)*	*-42,3%*
- di cui Colombia	*41*	*38*	*3*	*7,9%*
- di cui Perù	*22*	*1*	*21*	-
Nord America	(10)	80	(90)	-
Europa	9	-	9	-
Africa, Asia e Oceania	2	(1)	3	-
Altro	(9)	(36)	27	75,0%
Totale	**152**	**158**	**(6)**	**-3,8%**

Il **margine operativo lordo** si riduce prevalentemente per effetto della rilevazione nel 2019 in Nord America di un indennizzo pari a 98 milioni di euro in applicazione di clausole contrattuali legate alla cessione di eMotorWerks. Tale variazione negativa è stata parzialmente compensata dal miglioramento dei risultati operativi negli altri Paesi. In particolare:

- in Italia, per i risultati positivi derivanti delle offerte Home e Vivi Meglio di riqualificazione energetica e sismica;
- in Altro, dove, per la società Paytipper, è stato rilevato un negative goodwill per 20 milioni di euro a seguito della chiusura del processo di purchase price allocation.

Il **margine operativo lordo ordinario** ammonta a 161 milioni di euro (158 milioni di euro nel 2019). La differenza pari a 9 milioni di euro, rispetto al margine operativo lordo, è riferibile ai costi non ricorrenti sostenuti in seguito dell'emergenza sanitaria COVID-19 per 2 milioni di euro e agli oneri connessi alle attività, dirette e indirette, relative all'accelerazione del processo di transizione energetica e al processo di digitalizzazione per 7 milioni di euro.

RISULTATO OPERATIVO

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	(12)	(45)	33	73,3%
Iberia	(7)	(13)	6	46,2%
America Latina	71	58	13	22,4%
- di cui Argentina	*3*	*-*	*3*	*-*
- di cui Brasile	*(2)*	*(4)*	*2*	*50,0%*
- di cui Cile	*14*	*24*	*(10)*	*-41,7%*
- di cui Colombia	*40*	*37*	*3*	*8,1%*
- di cui Perù	*16*	*1*	*15*	*-*
Nord America	(52)	(50)	(2)	-4,0%
Europa	3	(3)	6	-
Africa, Asia e Oceania	(1)	(5)	4	80,0%
Altro	(18)	(40)	22	55,0%
Totale	**(16)**	**(98)**	**82**	**83,7%**

Il **risultato operativo** del 2020, nonostante il decremento del margine operativo lordo, evidenzia un miglioramento dovuto essenzialmente ai minori ammortamenti e impairment per complessivi 88 milioni di euro prevalentemente in Nord America.

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	70	52	18	34,6%
Iberia	50	64	(14)	-21,9%
America Latina	67	40	27	67,5%
Nord America	36	61	(25)	-41,0%
Europa	5	4	1	25,0%
Africa, Asia e Oceania	3	1	2	-
Altro	72	48	24	50,0%
Totale	**303**	**270**	**33**	**12,2%**

Gli **investimenti** si incrementano prevalentemente in America Latina per il progetto e-BUS in Colombia; in Italia per maggiori attività in ambito illuminazione pubblica e per lo sviluppo dei business e-Home e Vivi Meglio, in Enel X Srl per maggiori investimenti ICT e capitalizzazioni del personale. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori attività di storage distributed energy e demand response negli Stati Uniti e dai minori investimenti registrati in Spagna in e-Home, dovuti principalmente al cambiamento nel modello di business e al rallentamento delle attività come effetto della pandemia da COVID-19.



SERVIZI E ALTRO

Risultati economici

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Ricavi	2.139	2.229	(90)	-4,0%
Margine operativo lordo	(237)	(18)	(219)	-
Margine operativo lordo ordinario	(83)	(18)	(65)	-
Risultato operativo	(444)	(246)	(198)	-80,5%
Investimenti	174	179	(5)	-2,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel 2020.

RICAVI

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Italia	749	1.359	(610)	-44,9%
Iberia	480	597	(117)	-19,6%
America Latina	13	27	(14)	-51,9%
Europa	24	28	(4)	-14,3%
Altro	1.103	291	812	-
Elisioni e rettifiche	(230)	(73)	(157)	-
Totale	**2.139**	**2.229**	**(90)**	**-4,0%**

MARGINE OPERATIVO LORDO

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Italia	68	169	(101)	-59,8%
Iberia	(94)	66	(160)	-
America Latina	(88)	(123)	35	28,5%
Nord America	(3)	-	(3)	-
Europa	4	5	(1)	-20,0%
Altro	(124)	(135)	11	8,1%
Totale	**(237)**	**(18)**	**(219)**	**-**

Il decremento del **margine operativo lordo** nel 2020 è ascrivibile prevalentemente:

- alla Spagna, per 160 milioni di euro, principalmente per minori ricavi per servizi svolti alle altre società del Gruppo, per i maggiori costi a seguito degli accantonamenti al fondo di incentivi all'esodo anticipato in base alle modifiche apportate all'Accordo sulle Misure Volontarie di Sospensione o Risoluzione dei Contratti di Lavoro" nonché per i costi di ristrutturazione per le attività, dirette e indirette, connesse ai piani di transizione energetica e digitalizzazione avviati dal Gruppo. Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori costi legati al rilascio del fondo sconto energia a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa";
- all'Italia per 101 milioni di euro a seguito della riduzione dei ricavi per servizi e da contratti con clienti verso altre società del Gruppo, solo parzialmente compensata dalla riduzione dei costi per servizi e del costo del personale. Tali fenomeni sono principalmente attribuibili all'operazione di scissione dei rami Global Procurement e Global Digital Solutions ora ricompresi nella riga "Altro", il cui margine è in aumento di 11 milioni di euro.

Si segnala l'effetto negativo sul margine legato ai costi sostenuti per la pandemia COVID-19 (47 milioni di euro), prevalentemente in Italia e Spagna.

Il **margine operativo lordo ordinario** risulta maggiore di 154 milioni di euro rispetto al margine operativo lordo, per effetto delle partite non ricorrenti riferite ai sopra citati costi dovuti al COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni e per gli oneri connessi alle attività, dirette e indirette, relative all'accelerazione del processo di transizione energetica e al processo di digitalizzazione (107 milioni di euro).

RISULTATO OPERATIVO

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	(1)	17	(18)	-
Iberia	(140)	19	(159)	-
America Latina	(90)	(122)	32	26,2%
Nord America	(6)	-	(6)	-
Europa	3	3	-	-
Altro	(210)	(163)	(47)	-28,8%
Totale	**(444)**	**(246)**	**(198)**	**-80,5%**

Il **risultato operativo** del 2020 è sostanzialmente in linea con la riduzione del margine operativo lordo, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 21 milioni di euro.

INVESTIMENTI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Italia	33	78	(45)	-57,7%
Iberia	27	46	(19)	-41,3%
America Latina	3	9	(6)	-66,7%
Europa	-	1	(1)	-
Altro	111	45	66	-
Totale	**174**	**179**	**(5)**	**-2,8%**

Gli **investimenti** complessivamente sono sostanzialmente in linea con il 2019. Il decremento degli investimenti nel 2020 in Italia è da attribuire principalmente all'operazione di scissione dei rami Global Procurement e Global Digital Solutions ora ricompresi nella riga "Altro".

IL TITOLO ENEL

Enel e i mercati finanziari

	2020	2019
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,65	1,74
Risultato operativo per azione (euro)	0,82	0,68
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,26	0,21
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,51	0,47
Dividendo unitario (euro) (1)	0,358	0,328
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,79	2,99
Prezzo massimo dell'anno (euro)	8,57	7,21
Prezzo minimo dell'anno (euro)	5,23	5,08
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	8,17	6,89
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) (2)	83.110	70.047
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni) (3)	10.167	10.167

(1) Dividendo approvato dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2021 e proposto all'Assemblea degli azionisti del 20 maggio 2021 in unica convocazione; l'importo include l'acconto di 0,175 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 5 novembre 2020 e pagato a decorrere dal 20 gennaio 2021.

(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

(3) Il numero di azioni include n. 3.269.152 azioni proprie nel 2020 e n. 1.549.152 azioni proprie nel 2019.

		Corrente (1)	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Rating					
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	STABLE	POSITIVE	POSITIVE	STABLE
	M/L termine	Baa1	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	-	-	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	A-	A-	A-	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 29 gennaio 2021.

Il contesto economico mondiale nel 2020 è stato fortemente impattato dalla pandemia da COVID-19 e dalle conseguenti restrizioni su mobilità, produzione e servizi. Tutto ciò ha causato una recessione su scala planetaria senza precedenti nella storia recente, portando a una contrazione del PIL mondiale stimata attorno al 4% su base annuale nel 2020.

Lo spettro della crisi ha spinto i Governi a misure fiscali e monetarie accomodanti per supportare i vari settori produttivi, il mercato del lavoro e la domanda interna.

In particolare, negli Stati Uniti sono stimati una contrazione del PIL del 3,5% e un aumento del tasso di disoccupazione di oltre l'8%, toccando i livelli storici della crisi finanziaria del 2008-2009. In risposta a tale recessione, il Governo ha promosso importanti politiche fiscali espansive a supporto delle famiglie e delle aziende.

Nell'Eurozona, la pandemia ha causato una caduta del PIL stimato del 6,8% e un'inflazione attestata allo 0,3% su base annuale nel 2020, lasciando molti Paesi in un regime deflazionistico. Il mercato del lavoro, tuttavia, si è mostrato più

resiliente grazie ai sussidi ricevuti da molti Governi.
Sia la Fed sia la BCE intendono tagliare i loro principali tassi di interesse fino a che l'inflazione non si sia stabilizzata intorno al 2%. Inoltre, a luglio il Consiglio Europeo ha raggiunto un accordo per il Next Generation EU, un piano di ripresa che prevede 750 miliardi di euro di finanziamenti.
Per quanto riguarda l'America Latina, la crisi pandemica e le diverse risposte dei singoli Governi hanno delineato un quadro macroeconomico piuttosto eterogeneo.
Il contesto economico mondiale del 2021 si presenta più ottimistico, seppur ancora gravato dalla pandemia da COVID-19. Le proiezioni di crescita dipenderanno significativamente dallo sviluppo di nuovi vaccini e dalla rapidità delle campagne vaccinali nei diversi Paesi.
La crisi ha impattato anche i mercati finanziari. I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2020 negativamente; l'indice italiano FTSE-MIB -5,4%, l'indice spagnolo Ibex35 -15,5%, l'indice francese CAC40 -7,1%. In controtendenza il DAX30 tedesco (+3,5%).

Il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio con un incremento del 9,8%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2020 si è concluso con una quotazione di euro 8,276 per azione, con un incremento del 17,0% rispetto all'anno precedente, sovraperformando sia l'indice settoriale europeo sia quello italiano.
Rispetto ai due indici sopra citati, si segnala che a fine anno 2020 Enel aveva un peso del 14,9% sul FTSE-MIB e del 21,7% sull'EURO STOXX Utilities.

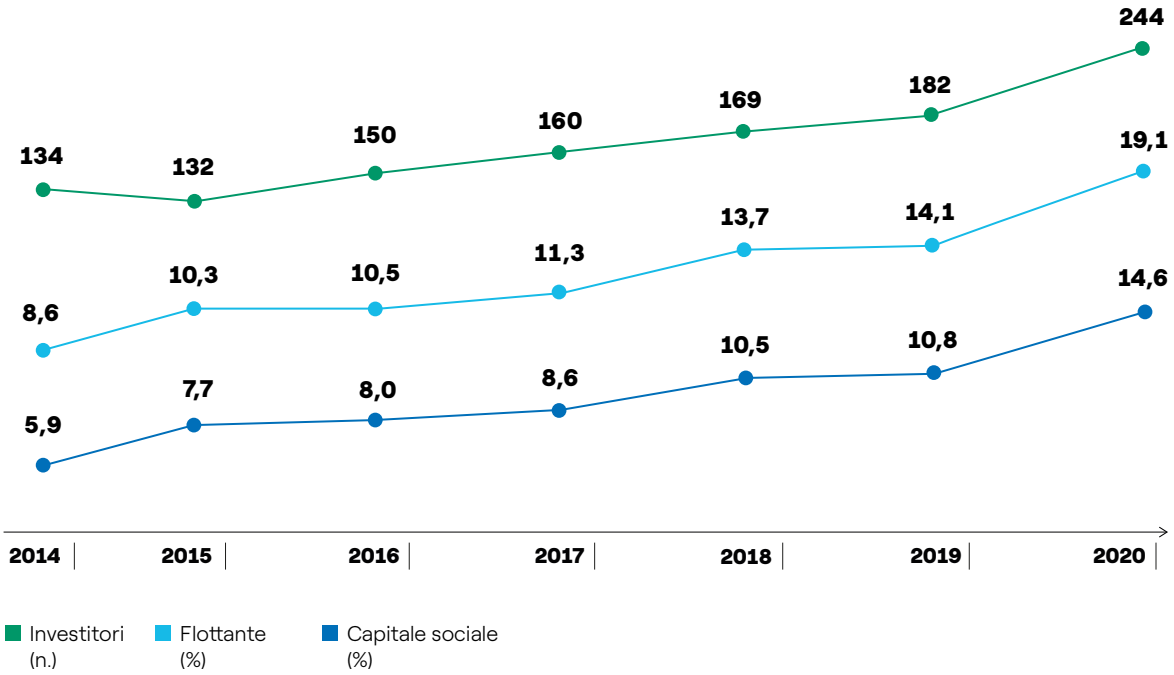
Il 22 gennaio 2020 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,16 euro relativo agli utili 2019 e il 22 luglio 2020 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,168 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2020 è stato pari a 0,328 euro per azione, circa il 17% in più rispetto ai 0,28 euro distribuiti nel 2019.

In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2020, il 20 gennaio 2021 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,175 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 21 luglio 2021.

La prospettiva degli investitori sta cambiando rapidamente: i mutamenti in atto e le sfide che ci presenta il mondo di oggi stanno stravolgendo anche il modo di investire. Le società non sono più viste come sistemi chiusi, bensì come sistemi aperti che generano ricchezza, attraverso l'interazione con l'ambiente e le comunità nelle quali operano, e verso le quali sono responsabili.
In questo contesto il perseguimento da parte di Enel di una strategia che, attraverso la decarbonizzazione e le opportunità derivanti dall'elettrificazione, mira a creare valore per clienti, società e ambiente, è stato compreso e apprezzato dagli investitori istituzionali, la cui presenza nel capitale sociale di Enel al 31 dicembre 2020 ha raggiunto il massimo storico del 62,3% (*vs* 60,3% al 31 dicembre 2019), mentre la quota degli investitori individuali è scesa al minimo storico di 14,1% (*vs* 16,1% al 31 dicembre 2019). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze.
Gli investitori ESG (Environmental, Social and Governance) sono in continuo aumento: i fondi SRI rappresentano, al 31 dicembre 2020, circa il 14,6% del capitale sociale (*vs* 10,8% al 31 dicembre 2019), mentre gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano il 47,8% del capitale sociale (*vs* 43% al 31 dicembre 2019).

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (https://www.enel.com/it/investitori/in-evidenza) e a scaricare l'app "Enel Investor Relations", dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di

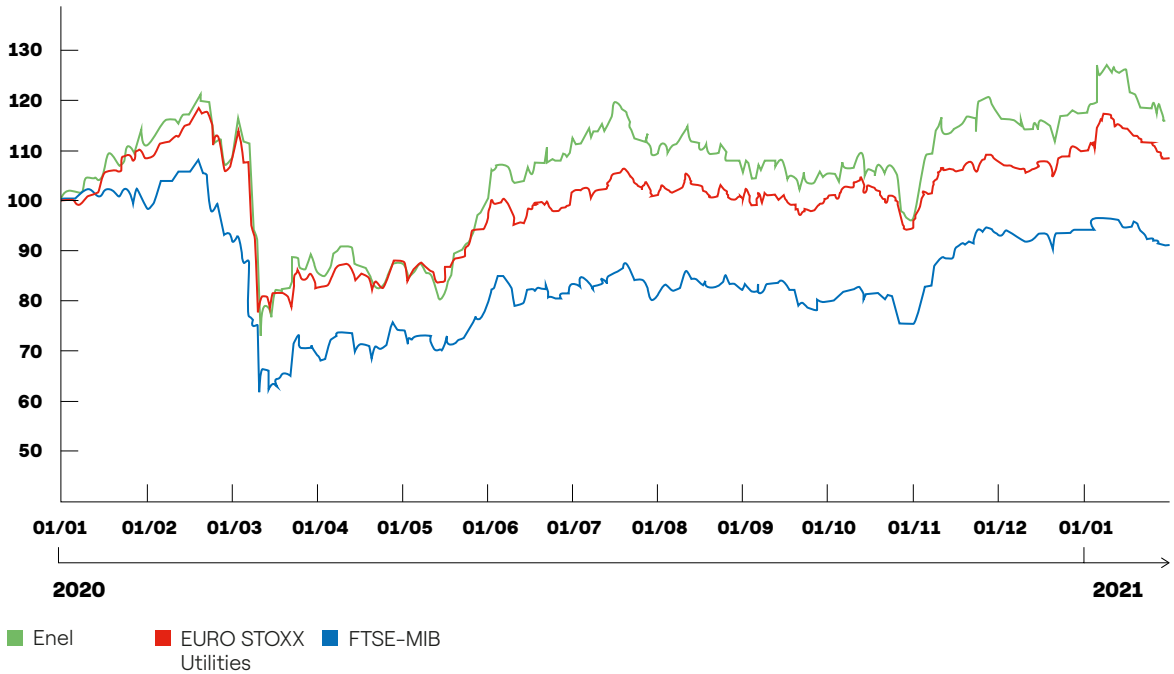
Andamento degli investitori ESG



corporate governance.

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 titolo Enel e indici, EURO STOXX Utilities e FTSE-MIB dal 1° gennaio 2020 al 31 gennaio 2021 (base 100)



Fonte: Bloomberg.

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

Innovazione e digitalizzazione sono per Enel elementi chiave della propria strategia, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa, e consentendo così nuovi usi dell'energia, nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a sempre più persone.

In particolare, la gestione dei dati riveste un ruolo fondamentale per sostenere il processo decisionale con l'elaborazione e l'applicazione dell'advanced analytics e per dare vita a nuove sinergie. La trasformazione digitale di Enel si basa su pillar (Asset, Clienti, Persone), enabler (Piattaforme, Cloud, Cybersecurity) e approcci per collegare pillar ed enabler (Agile, Data-driven). Robotica, intelligenza artificiale, cyber security, Big Data e cloud sono tra gli elementi principali su cui Enel sta investendo, confermando quindi la digitalizzazione come una delle dimensioni chiave del Piano Strategico 2021-2023 a supporto dello sviluppo del business. La strategia digitale si sta orientando, infatti, verso la massimizzazione dei margini e la riduzione dei costi operativi, per facilitare la transizione energetica.

Enel, inoltre, opera attraverso un modello di Open Innovability®, un ecosistema basato sulla condivisione che permette di connettere le aree dell'azienda con startup, partner industriali, piccole e medie imprese, centri di ricerca, università tramite diversi sistemi come per esempio le piattaforme di crowdsourcing e la rete di Innovation Hub. 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, Mosca, 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. I Lab (tra i quali quelli di Milano, Pisa, Catania, San Paolo, Haifa e Be'er Sheva sono i più rappresentativi) consentono alle startup di sviluppare e testare le proprie soluzioni insieme alle Linee di Business. Nel corso del 2020, grazie al posizionamento del Gruppo negli ecosistemi innovativi e al consolidamento della rete degli Hub e Lab, sono stati organizzati più di 40 bootcamp su diverse aree tecnologiche e le attività di scouting delle startup si sono estese a due nuove geografie (Canada e Australia). A Be'er Sheva (Israele) è stato aperto il nuovo FinSec Lab, grazie a Enel X e Mastercard, rivolto allo sviluppo di startup early stage in ambito FinTech e cyber security. Tutto questo ha permesso a Enel di incontrare più di 2.600 startup e di lanciare più di 70 nuove collaborazioni, nonostante la pandemia.

Sempre maggiore rilevanza assumono le attività per la promozione e sviluppo della cultura dell'innovazione e dell'imprenditorialità all'interno dell'azienda, attraverso le Innovation Accademy e il progetto degli Innovation Ambassadors. Inoltre, nel 2020 sono proseguite le attività delle "innovation community", che coinvolgono diverse aree e professionalità all'interno dell'azienda. Energy storage, blockchain, droni, realtà aumentata e virtuale, additive manufacturing, intelligenza artificiale, "wearables" (dispositivi indossabili), robotica e green hydrogen sono gli ambiti e le tecnologie affrontate all'interno di tali comunità. Negli ultimi anni, per esempio, Enel ha intensificato l'uso dei droni nelle attività di monitoraggio e manutenzione dei propri asset, ispezionando campi solari, parchi eolici, dighe e bacini idroelettrici, componenti chiuse negli impianti tradizionali e le linee di distribuzione, con l'obiettivo di aumentare l'efficienza dei processi di esercizio e manutenzione e soprattutto di ridurre l'esposizione a rischi dei lavoratori. Inoltre, i sistemi di accumulo, oltre a garantire il supporto continuo alle attività di business correnti, consentono l'apertura a nuove frontiere di business sostenibile.

Al 2020 sono stati investiti 111 milioni di euro (comprensivi del costo del personale) in innovazione (spese di Ricerca e Sviluppo).

Intellectual property



Anche nel corso del 2020, Enel ha rinnovato e rafforzato il proprio impegno nella valorizzazione e nello sviluppo del suo patrimonio intellettuale, quale fonte di vantaggio competitivo per il Gruppo.

In tal senso, il valore per il Gruppo non si esplicita solamente nei crescenti investimenti in attività di innovazione ma anche nell'inestimabile patrimonio di conoscenze e competenze che le proprie risorse acquisiscono per effetto dell'opportunità di potersi quotidianamente confrontare con un contesto lavorativo tecnologico e digitale all'avanguardia.

Tale spinta determina un evidente effetto di cross-fertilizzazione tra le risorse del Gruppo, che si traduce nella capacità di generare idee secondo un modello di innovazione diffusa, aperta e attenta ai postulati della sostenibilità, e che si riassume nella formula della Open Innovability®.

Sono espressione di tale impulso di innovazione, per esempio, i modelli generati internamente per attività di natura strategica, quali quelli afferenti a trading su commodity energetiche e su variabili meteorologiche, o di natura tecnica, quali i modelli di manutenzione predittiva su impianti di generazione o le piattaforme di customer care.

È proprio in quest'ottica che la proprietà intellettuale di Enel si volge al servizio della leadership del Gruppo verso gli obiettivi strategici di decarbonizzazione, elettrificazione e creazione di piattaforme.

Tale impulso innovativo trova tra l'altro riflesso anche negli investimenti in attività intangibili del Gruppo, i quali mostrano un incremento consistente, in linea con la suddetta direttrice strategica.

È di particolare evidenza, a tale riguardo, soprattutto l'incremento degli investimenti in attività immateriali, con particolare riferimento agli applicativi informatici e digitali, giuridicamente tutelati e non. Gli investimenti si sono focalizzati su tutte le Linee di Business Globali del Gruppo e hanno riguardato principalmente software sviluppato internamente (ovvero customizzazioni interne di software acquistato all'esterno). Tra questi, si evidenziano:

- l'infrastruttura tecnologica della società Paytipper, formata da un bus applicativo sul quale si innestano interfacce periferiche sviluppate per soddisfare esigenze operative differenti, e volta a gestire milioni di transazioni finanziarie al giorno. Sono inoltre presenti moduli di monitoraggio e controllo che consentono di svolgere attività di vigilanza, audit, analisi delle performance;
- investimenti nelle reti per la gestione degli smart meter, remote grid control e communication software;
- investimenti in Enel X su sistemi di demand response;
- investimenti nella power generation per sistemi di manutenzione predittiva;
- ulteriori customizzazioni dell'ERP (Enterprise Resource Planning) di Gruppo.

Tuttavia, anche l'attività brevettuale del Gruppo si sta mostrando prolifica, interessando ben 837 depositi di titoli per brevetti di invenzione, appartenenti a 137 famiglie tecnologiche; di questi, 692 sono titoli concessi e 145 le domande pendenti.

All'aumento in termini numerici di tutto il portafoglio di titoli di proprietà intellettuale del Gruppo Enel, corrispondono crescenti sforzi interni volti a rafforzare l'infrastruttura informativa necessaria alla immediata identificazione dell'innovazione generata, alla sua valutazione e protezione, nonché al monitoraggio continuo dell'evoluzione del portafoglio, in vista di un continuo e accurato allineamento tra traiettorie tecnologiche e commerciali e corrispondenti forme di presidio del vantaggio competitivo assicurato dai diritti di proprietà intellettuale.

Il Gruppo intende continuare a sostenere e favorire lo sviluppo del proprio modello di innovazione anche attraverso specifici progetti di divulgazione interna da parte della unità di Intellectual Property e mediante la creazione di specifici strumenti volti a identificare, accertare, proteggere e conservare in modo iterativo tutta l'informazione di valore generata in Enel secondo il modello di Open Innovability®.

CENTRALITÀ DELLE PERSONE

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Al 31 dicembre 2020 i dipendenti sono pari a 66.717 persone. La diminuzione dell'organico del Gruppo rappresenta l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-565 persone) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a -971 persone), tra cui si segnala la cessione dell'impianto di Reftinskaya GRES in Russia, la cessione di impianti idroelettrici negli Stati Uniti e l'acquisizione della società Viva Labs.

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

		2020	2019	2020-2019	
Dipendenti per genere:	n.	**66.717**	**68.253**	**(1.536)**	**-2,3%**
- di cui uomini	n.	52.346	53.933	(1.587)	-2,9%
	%	78,5	79,0	-0,5	-0,6%
- di cui donne	n.	14.371	14.320	51	0,4%
	%	21,5	21,0	0,5	2,4%
Dipendenti per fasce di età:	n.	**66.717**	**68.253**	**(1.536)**	**-2,3%**
- <30	n.	7.289	7.899	(610)	-7,7%
	%	10,9	11,6	-0,7	-6,0%
- 30-50	n.	36.355	37.121	(766)	-2,1%
	%	54,5	54,4	0,1	0,2%
- >50	n.	23.073	23.233	(160)	-0,7%
	%	34,6	34,0	0,6	1,8%
Dipendenti per inquadramento:	n.	**66.717**	**68.253**	**(1.536)**	**-2,3%**
- manager	%	2,1	2,0	0,1	5,0%
- middle manager	%	17,4	16,6	0,8	4,8%
- white collar	%	53,8	53,1	0,7	1,3%
- blue collar	%	26,7	28,3	-1,6	-5,7%
Dipendenti per area geografica	n.	**66.717**	**68.253**	**(1.536)**	**-2,3%**
Italia	n.	29.800	29.767	33	0,1%
	%	44,7	43,6	1,1	2,5%
Iberia	n.	9.781	10.123	(342)	-3,4%
	%	14,7	14,8	-0,1	-0,7%
America Latina	n.	19.838	20.240	(402)	-2,0%
	%	29,7	29,7	-	-
Europa	n.	4.966	5.907	(941)	-15,9%
	%	7,4	8,7	-1,3	-14,9%
Nord America	n.	1.639	1.639	-	-
	%	2,5	2,4	0,1	4,2%
Africa, Asia e Oceania	n.	693	577	116	20,1%
	%	1,0	0,8	0,2	25,0%

CONSISTENZA DEI DIPENDENTI PER LINEA DI BUSINESS

N.

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Generazione Termoelettrica e Trading	8.142	9.432
Enel Green Power	8.298	7.957
Infrastrutture e Reti	34.332	34.822
Mercati finali	6.324	6.336
Enel X	2.989	2.808
Servizi	5.731	6.013
Altro	901	885
Totale	**66.717**	**68.253**

VARIAZIONE DELLA CONSISTENZA DEI DIPENDENTI

Consistenza al 31 dicembre 2019	**68.253**
Assunzioni	3.131
Cessazioni	(3.696)
Variazioni di perimetro	(971)
Consistenza al 31 dicembre 2020	**66.717**

ANALISI DELLA VARIAZIONE DELLA CONSISTENZA

		2020	2019	2020-2019	
Tasso di ingresso	%	**4,7**	**5,5**	**-0,8**	**-14,5%**
Persone in entrata per genere:	n.	**3.131**	**3.726**	**(595)**	**-16,0%**
- di cui uomini	n.	2.203	2.702	(499)	-18,5%
	%	70,4	72,5	-2,1	-2,9%
- di cui donne	n.	928	1.024	(96)	-9,4%
	%	29,6	27,5	2,1	7,6%
Persone in entrata per fasce d'età:	n.	**3.131**	**3.726**	**(595)**	**-16,0%**
- <30	n.	1.363	1.865	(502)	-26,9%
	%	43,5	50,1	-6,6	-13,2%
- 30-50	n.	1.700	1.698	2	0,1%
	%	54,3	45,5	8,8	19,3%
- >50	n.	68	163	(95)	-58,3%
	%	2,2	4,4	-2,2	-50,0%
Persone in entrata per area geografica	n.	**3.131**	**3.726**	**(595)**	**-16,0%**
Italia	n.	1.044	1.042	2	0,2%
	%	33,3	28,0	5,3	18,9%
Iberia	n.	257	430	(173)	-40,2%
	%	8,2	11,5	-3,3	-28,7%
America Latina	n.	991	1.098	(107)	-9,7%
	%	31,7	29,4	2,3	7,8%
Europa	n.	280	528	(248)	-47,0%
	%	8,9	14,2	-5,3	-37,3%
Nord America	n.	362	435	(73)	-16,8%
	%	11,6	11,7	-0,1	-0,9%
Africa, Asia e Oceania	n.	197	193	4	2,1%
	%	6,3	5,2	1,1	21,2%

segue

Tasso di turnover	%	**6,0**	**7,1**	**(1,1)**	**-15,5%**
Cessazioni per genere:	n.	**3.696**	**4.820**	**(1.124)**	**-23,3%**
- di cui uomini	n.	3.001	3.766	(765)	-20,3%
	%	81,2	78,1	3,1	4,0%
- di cui donne	n.	695	1.054	(359)	-34,1%
	%	18,8	21,9	-3,1	-14,2%
Cessazioni per fasce d'età:	n.	**3.696**	**4.820**	**(1.124)**	**-23,3%**
- <30	n.	547	626	(79)	-12,6%
	%	14,8	13,0	1,8	13,8%
- 30-50	n.	1.273	1.867	(594)	-31,8%
	%	34,4	38,7	-4,3	-11,1%
- >50	n.	1.876	2.327	(451)	-19,4%
	%	50,8	48,3	2,5	5,2%
Cessazioni per area geografica	n.	**3.696**	**4.820**	**(1.124)**	**-23,3%**
Italia	n.	1.011	1.607	(596)	-37,1%
	%	27,3	33,3	-6,0	-18,0%
Iberia	n.	599	254	345	-
	%	16,2	5,3	10,9	-
America Latina	n.	1.393	2.103	(710)	-33,8%
	%	37,7	43,6	-5,9	-13,5%
Europa	n.	299	369	(70)	-19,0%
	%	8,1	7,7	0,4	5,2%
Nord America	n.	313	392	(79)	-20,2%
	%	8,5	8,1	0,4	4,9%
Africa, Asia e Oceania	n.	81	95	(14)	-14,7%
	%	2,2	2,0	0,2	10,0%

Formazione e sviluppo

Nel contesto della pandemia da COVID-19, Enel è intervenuta tempestivamente con misure idonee a garantire la sicurezza del personale e attivando, allo stesso tempo, la modalità di smart working per oltre 37.000 persone nei Paesi di presenza del Gruppo. Un intervento su scala globale reso possibile dall'esperienza di smart working iniziata in Italia già dal 2016 e poi gradualmente estesa in tutto il Gruppo e dalla trasformazione tecnologica avviata nel 2014 che ha portato a integrare la digitalizzazione nella strategia aziendale rendendo Enel la prima azienda di servizi di pubblica utilità completamente in cloud.

L'adozione dello smart working ha anche significato mettere a disposizione delle persone gli strumenti essenziali per lavorare da casa, assicurare la circolazione delle informazioni e un'efficace organizzazione delle attività. Sono state inoltre attivate iniziative per supportare il passaggio alla nuova realtà digitale, promuovere una cultura del lavoro basata su autonomia, delega e fiducia, e favorire una migliore gestione del tempo sostenendo il benessere delle persone e delle loro famiglie.

La crescente automazione e l'evoluzione tecnologica aprono nuovi scenari per il Gruppo e per le sue persone e determinano la necessità di nuovi profili tecnici e professionali e il contemporaneo superamento di altri.

In questo contesto si rafforzano dunque i programmi di reskilling e upskilling mirati, i primi, all'apprendimento di abilità e competenze che consentono alle persone di ricoprire posizioni e ruoli differenti da quelli precedenti; i secondi, invece, allo sviluppo di percorsi di formazione e di empowerment che permettono un miglioramento dello svolgimento del proprio ruolo, accrescendo le competenze esistenti nella posizione attuale. In particolare, Enel ha firmato a dicembre 2020 un accordo con le Organizzazioni sindacali per la realizzazione di un piano formativo di upskilling e reskilling in Italia, che prevede oltre 40 percorsi formativi e il coinvolgimento di più di 20.000 persone.

Le iniziative previste vanno dalla digital transformation per personale operativo e commerciale, ai progetti di job shadowing quale innovativa modalità di apprendimento, passando per attività di reskilling che interessano competenze tecnico-professionali e culturali.
Sono state inoltre intraprese iniziative di external skilling, in ottica di stewardship – gestione responsabile delle relazioni con gli stakeholder esterni di Enel – che prevedono l'accompagnamento e la crescita di persone esterne all'azienda (istituzioni, organismi esterni, fornitori) per l'acquisizione di nuove competenze. Tra queste rientrano le iniziative rivolte a studentesse degli ultimi due anni delle scuole superiori al fine di favorire la cultura e l'avvicinamento alle Facoltà tecnico-scientifiche (STEM).

Enel promuove attività formative per le proprie persone in quanto elemento fondante per garantirne un costante sviluppo. Ha trattato percorsi volti a favorire l'evoluzione del loro talento, la valorizzazione delle passioni e delle attitudini personali e lo sviluppo di nuovi linguaggi promuovendo anche la nascita di formatori interni (train the trainer). Nel 2020 sono state erogate più di 2,7 milioni di ore di formazione, in leggera crescita rispetto all'anno precedente nonostante la quasi totale remotizzazione della formazione a causa della pandemia COVID-19. 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. I percorsi formativi hanno riguardato tematiche legate ai comportamenti, aspetti tecnici, sicurezza, nuove competenze e alla cultura digitale.
Il costo complessivo del training sostenuto nel 2020 dal Gruppo ammonta a oltre 18 milioni di euro[1].

FORMAZIONE MEDIA PER DIPENDENTE

		2020	2019	2020-2019	
Numero medio di ore di training	h/*pro capite*	**40,9**	**38,8**	**2,1**	**5,4%**
Numero medio di ore di formazione per inquadramento:					
- manager	h/*pro capite*	31,9	58,4	(26,5)	-45,4%
- middle manager	h/*pro capite*	41,4	44,9	(3,5)	-7,8%
- white collar	h/*pro capite*	35,7	29,6	6,1	20,6%
- blue collar	h/*pro capite*	51,4	49,6	1,8	3,6%
Numero medio di ore di formazione per genere:					
- uomini	h/*pro capite*	40,4	39,7	0,7	1,8%
- donne	h/*pro capite*	42,7	35,0	7,7	22,0%

In un contesto del lavoro in veloce cambiamento, accelerato dalla crisi pandemica, il Gruppo si è posto l'ambizioso obiettivo di promuovere nei prossimi anni la digital sustainability attraverso una serie di iniziative di formazione che illustrino tutte quelle tecnologie che consentono alle proprie persone di lavorare e coesistere con l'ambiente circostante in modo sostenibile.
Per quanto concerne invece le azioni di Sviluppo della persona, si noti che il processo di Valutazione delle Performance, quantitative e qualitative, nel 2020 ha coinvolto il personale del Gruppo, a differenti livelli, in modo fluido. In particolare, nella Campagna di Valutazione Performance 2019, conclusa nel luglio 2020, è stato coinvolto il 100% delle persone eleggibili. Per la prossima Campagna 2020 – che si terrà a cavallo tra l'anno solare 2020 e il 2021 – è stata prevista una revisione del processo che prevede il potenziamento delle specificità individuali e la valorizzazione dei talenti e delle inclinazioni delle persone.

Ascolto e miglioramento del benessere organizzativo

Alla luce della digitalizzazione delle relazioni come effetto della pandemia da COVID-19, è in corso di revisione il Canale di Ascolto. Pertanto nel 2020 è stato avviato un progetto dedicato a rendere più costanti e dinamiche le modalità di coinvolgimento diretto, per la definizione di piani di azione volti al miglioramento del benessere organizzativo. È stata lanciata la survey "Open Listening: un'intervista per costru-

(1) Il consuntivo dei costi tiene conto della rilevazione sul conto specifico del training del sistema New Primo. Questo include tutti i costi esterni di formazione e allo stato attuale è l'unica forma disponibile di dato certificato da sistema sui costi del training.

ire il nostro futuro", alla quale ha risposto il 70% della popolazione aziendale, in cui è stato chiesto alle persone di immaginare il futuro del lavoro nell'era "new normal": dalle modalità di lavoro da remoto, agli spazi di lavoro, dalle nuove tecnologie al benessere psicologico e fisico fino ai nuovi modelli per la leadership del futuro. Rispetto al totale dei rispondenti, il 93,5% ha dichiarato un alto livello di coinvolgimento (tasso di People Engagement). Nel corso del 2021 verranno predisposti piani d'azione mirati, globali e specifici sui vari target identificati.

Diversità e inclusione

L'impegno di Enel su diversità e inclusione è iniziato nel 2013 con l'emissione della Policy Diritti Umani, cui è seguita nel 2015 la Policy globale Diversità e Inclusione, pubblicata in concomitanza con l'adesione di Enel ai princípi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women e in coerenza con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU. Nel 2019 è stata pubblicata la Policy Global Workplace Harassment che esplicita il principio del rispetto dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro e affronta il tema delle molestie sessuali e delle molestie legate a discriminazioni i cui princípi sono richiamati nella dichiarazione pubblica "Statement against harassment in the workplace".

L'approccio di Enel si fonda sui princípi fondamentali, enunciati nella Policy Diversità e Inclusione di non discriminazione, di pari opportunità e uguale dignità per tutte le forme di diversità, inclusione e bilanciamento tra vita privata e vita professionale. L'applicazione della citata Policy ha consentito lo sviluppo di iniziative globali e locali che toccano in modo prioritario le dimensioni di genere, disabilità, età, nazionalità e la diffusione della cultura dell'inclusione a tutti i livelli e contesti organizzativi.

L'avanzamento delle politiche D&I è monitorato periodicamente attraverso un processo di reporting globale che misura l'andamento di un articolato set di KPI su tutte le dimensioni di interesse ai fini interni ed esterni. In particolare, sul tema del genere Enel si è data due obiettivi pubblici: assicurare un'equa rappresentanza dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione (50% al 2021) e aumentare il numero di donne manager e middle manager. Nel 2020 la presenza delle donne nei processi di selezione è stata del 44% con un trend crescente rispetto agli anni precedenti (42% al 2019) e l'incremento delle donne manager e middle manager è stato del 6%.

La presenza delle donne manager, in continua crescita negli ultimi anni, è accompagnata da un contestuale incremento dell'indice di Equal Remuneration Ratio[2] (ERR) che nel 2020 risulta pari all'83,3%, in leggero miglioramento rispetto al 83,2% del 2019 (equivalente all'82,4% a parità di tassi di cambio *vs* l'euro). Tali risultati sono l'evidenza delle azioni gestionali di valorizzazione delle donne nei ruoli apicali, i cui effetti saranno pienamente apprezzabili nel medio-lungo periodo, considerando anche la dinamica generazionale.

La tabella di seguito mostra l'impegno di Enel sulla diversità e inclusione, esponendo l'incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette, il numero delle donne in posizioni manageriali e il rapporto per lo stipendio base e la retribuzione medi tra donne e uomini.

(2) ERR (Equal Remuneration Ratio) = fisso + variabile donne manager/fisso + variabile uomini manager.

DIVERSITÀ E INCLUSIONE

		2020	2019	2020-2019	
Incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette	%	**3,3**	**3,3**	**-**	**-**
Donne in posizioni manageriali [1]	n.	**3.825**	**3.602**	**223**	**6,2%**
Rapporto tra stipendio base e retribuzione					
Rapporto stipendio base donne/uomini:	%	**108,1**	**107,4**	**0,7**	**0,7%**
- manager	%	86,7	86,7	-	-
- middle manager	%	96,5	96,0	0,5	0,5%
- white collar	%	90,2	90,0	0,2	0,2%
- blue collar	%	77,0	68,6	8,4	12,2%
Rapporto retribuzione base donne/uomini:	%	**108,3**	**107,6**	**0,7**	**0,7%**
- manager	%	83,3	83,2	0,1	0,1%
- middle manager	%	95,7	95,2	0,5	0,5%
- white collar	%	90,3	90,0	0,3	0,3%
- blue collar	%	77,8	70,1	7,7	11,0%

(1) Il numero delle donne in posizioni manageriali è stato calcolato considerando il numero delle donne manager e middle manager in coerenza con il nuovo KPI "Aumentare il numero di donne manager e middle manager" del Piano di Sostenibilità 2020-2022. Conseguentemente è stato rideterminato il corrispondente valore relativo al periodo precedente.

Salute e sicurezza sul lavoro

Enel considera la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero, e si impegna quindi a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza che garantisca un ambiente di lavoro sano e la tutela di tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo. La tutela della salute e sicurezza propria e delle persone con cui si interagisce è una responsabilità di chiunque lavori in Enel. Per questo, come previsto nella "Stop Work Policy" del Gruppo, tutti sono tenuti a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro. L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi aziendali e nella formazione, la segnalazione e l'analisi puntuale di tutte le evidenze, mancati infortuni, osservazioni di sicurezza, non conformità, controlli, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, la condivisione trasversale delle esperienze e best practice nel Gruppo, nonché il confronto con i top player internazionali, sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel. Tali valori sono parte del progetto SHE, avviato nel 2018 e che nel 2020 è stato ulteriormente rafforzato. Il progetto prevede il coinvolgimento delle persone del Gruppo e dei fornitori con iniziative riguardanti la sicurezza, la salute e l'ambiente, ed è finalizzato alla crescita continua insieme con i nostri contrattisti, al miglioramento operativo e alla sicurezza su attrezzature, strumenti e processi.

La sicurezza è fortemente integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese vengono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come il Supplier Performance Management (SPM). Nel corso del 2020 sono stati ulteriormente migliorati e integrati in tutti i contratti con gli HSE Terms, condizioni vincolanti che le imprese devono sottoscrivere al momento dell'assegnazione lavori. Il documento, unico per il Gruppo, definisce gli obblighi in materia di salute, sicurezza e aspetti ambientali significativi che l'appaltatore deve rispettare e deve far rispettare ai suoi subappaltatori durante l'esecuzione delle attività. Inoltre, nel corso dell'anno è stato dato un notevole impulso ai "Safety Supplier Assessment", specifiche verifiche sui temi di sicurezza svolte nella sede dei fornitori e presso i loro cantieri, eseguiti in fase di qualifica per ogni nuovo fornitore nei casi in cui emergano criticità (infortuni gravi o mortali) o basso punteggio nella valutazione SPM. Nel 2020, nonostante l'emergenza COVID, sono stati realizzati complessivamente 1.185 Contractor Assessment.

La tabella di seguito espone i principali indicatori relativa-

mente alla sicurezza sul lavoro.

		2020	2019	2020-2019	
Numero di ore lavorate	milioni di ore	**403,239**	**398,553**	**4,69**	**1,2%**
Enel	milioni di ore	125,264	129,069	(3,805)	-2,9%
Imprese appaltatrici	milioni di ore	277,975	269,484	8,491	3,2%
Numero di infortuni totali	n.	**210**	**292**	**(82,00)**	**-28,1%**
Enel	n.	75	116	(41)	-35,3%
Imprese appaltatrici	n.	135	176	(41)	-23,3%
Indice di frequenza infortuni (1)	i	**0,521**	**0,733**	**(0,212)**	**-28,9%**
Enel	i	0,599	0,899	(0,300)	-33,4%
Imprese appaltatrici	i	0,486	0,653	(0,167)	-25,6%
Numero di infortuni mortali	n.	**9**	**7**	**2,00**	**28,6%**
Enel	n.	1	1	-	-
Imprese appaltatrici	n.	8	6	2	33,3%
Indice di frequenza infortuni mortali	i	**0,022**	**0,018**	**0,004**	**22,2%**
Enel	i	0,008	0,008	-	-
Imprese appaltatrici	i	0,029	0,022	0,007	31,8%
Numero di infortuni "High Consequence" (2)	n.	**23**	**19**	**4,00**	**21,1%**
Enel	n.	3	3	-	-
Imprese appaltatrici	n.	20	16	4	25,0%
Indice di frequenza infortuni "High Consequence"	i	**0,057**	**0,048**	**0,009**	**18,8%**
Enel	i	0,024	0,023	0,001	4,3%
Imprese appaltatrici	i	0,072	0,059	0,013	22,0%

(1) Tale indice viene calcolato rapportando il numero di infortuni (tutti gli eventi infortunistici, anche quelli con 3 o meno giorni di assenza) alle ore lavorate/1.000.000.

(2) Somma di:
- infortuni che al 31 dicembre 2020 risultano avere più di sei mesi di assenza dal lavoro;
- infortuni che al 31 dicembre 2020 risultano ancora aperti e che sono considerati gravi (prima prognosi >30 giorni);
- infortuni categorizzati come "Life Changing Accidents" (LCA), a prescindere dai giorni di assenza dal lavoro a essi relativi.

Nel 2020 l'indice di frequenza infortuni del personale Enel è diminuito attestandosi a 0,599 infortuni per ogni milione di ore lavorate (-33,4% rispetto al 2019), a conferma della efficacia della strategia attuata e delle politiche in materia di sicurezza poste in atto nel Gruppo. Nel corso del 2020 si sono verificati 1 infortunio mortale, in Brasile, che ha coinvolto i dipendenti del Gruppo Enel, e 8 infortuni mortali a carico degli appaltatori (5 in Brasile e 1 rispettivamente in Italia, Spagna e Colombia). Le cause di questi 9 infortuni mortali sono principalmente associate a incidenti di tipo elettrico. Infine, nel corso del 2020 si sono verificati 3 infortuni a dipendenti del Gruppo Enel e 20 a carico degli appaltatori, principalmente di tipo meccanico, che hanno avuto un esito di tipo "High Consequence".

Le attività di formazione e sensibilizzazione sulle tematiche relative alla tutela della salute e sicurezza sono per Enel un elemento fondante della cultura della sicurezza del Gruppo. Diverse sono state le campagne di comunicazione realizzate nel corso dell'anno su aree di specifica attenzione per l'azienda; contemporaneamente sono state erogate circa 903.802 ore di formazione su tematiche safety a personale Enel.

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione per 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, il Gruppo realizza campagne di sensibilizzazione globali e locali per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e garantisce la fornitura di servizi medici. In particolare, è prevista una policy per la prevenzione di malattie locali e supporto in caso di malattie o incidenti all'estero; esiste, inoltre, un'applicazione per smartphone con le indicazioni delle informazioni di viaggio, una linea guida sulle vaccinazioni e una una polizza di assi-

curazione globale per tutti i colleghi che viaggiano all'estero. Il Gruppo Enel mette in atto un processo sistematico e continuo di identificazione e valutazione dei rischi da stress lavoro correlato, in accordo con la Policy Stress at Work Prevention and Wellbeing at Work Promotion, per la prevenzione, l'individuazione e la gestione dello stress in situazioni lavorative, fornendo anche una serie di indicazioni volte a promuovere la cultura del benessere organizzativo.

Nell'ambito del Gruppo è attivo, inoltre, un monitoraggio costante delle evoluzioni epidemiologiche e sanitarie, allo scopo di implementare piani di misure preventive e protettive della salute dei dipendenti e di chi opera per il Gruppo, sia a livello locale sia a livello globale. Fin dall'inizio dell'emergenza COVID-19 a febbraio 2020, Enel si è attivata per tutelare la salute di tutti i colleghi e garantire la continuità della fornitura di energia elettrica alle comunità in cui opera. Sono state create una task force globale e, in ciascun Paese di presenza Enel, task force locali, attraverso le quali monitorare l'andamento della pandemia con indicatori dedicati e adottare immediatamente tutte le misure di prevenzione necessarie. Visto il perdurare dell'emergenza COVID-19 e la sua diffusione su scala globale, alla fine del 2020 nell'ambito della Funzione HSEQ di Holding è stata costituita l'unità HSE Emergency Management, dedicata alle emergenze di Salute, Sicurezza e Ambiente, con l'obiettivo di integrare il processo di gestione delle emergenze HSE nell'organizzazione aziendale e assicurare l'integrazione e il continuo allineamento nella definizione della strategia e nella gestione degli eventi emergenziali a livello di Linea di Business e di Paese.

Sin dall'inizio della pandemia sono stati attivati nuovi modelli operativi per minimizzare il rischio di contagio e sono stati implementati protocolli specifici di prevenzione, riadattando in modo dinamico il piano di attività e le misure definite in relazione allo sviluppo della pandemia a livello globale. Per tutti i colleghi che svolgevano attività cosiddette "remotizzabili", sin dall'inizio dell'emergenza è stato attivato il regime di lavoro in smart working. Per le unità operative (circa 13.000 colleghi), necessariamente rimaste in campo, sono state applicate misure stringenti di contenimento del contagio attraverso la suddivisione delle squadre in nuclei più piccoli (cellule elementari) e l'adozione di misure di segregazione temporale e/o fisica. Sono stati condotti stress test sulle infrastrutture critiche con lo scopo di verificarne il funzionamento in base a diversi possibili scenari di contagio. Sono state attivate iniziative di informazione e formazione ai dipendenti sulle misure di prevenzione da adottare. Enel ha invitato, inoltre, i propri fornitori su scala globale a intraprendere tutte le azioni ritenute opportune al fine di garantire la tutela della salute dei propri lavoratori e la limitazione del contagio. In tutti i principali Paesi di presenza Enel sono stati realizzati programmi di vaccinazione antinfluenzale, come misura di prevenzione sanitaria.

Relazioni responsabili con le comunità

Il 2020 è stato segnato dall'emergenza sanitaria, che ha determinato ricadute e conseguenze di natura socio-economica a livello globale. Gli effetti economici della crisi hanno ampliato vulnerabilità e diseguaglianze anche nelle comunità in cui il Gruppo opera, ma grazie al capillare e forte radicamento con il territorio è stato possibile identificare misure di sostegno immediato alle urgenze sanitarie e socio-economiche. Dall'Europa all'America Latina, dall'Asia all'Africa e all'Australia, il Gruppo Enel ha adottato circa 450 progetti di sostenibilità come risposta immediata su due principali aree di intervento:

- contenimento dell'emergenza sanitaria con iniziative di aiuto alle strutture ospedaliere e di assistenza alla cittadinanza in prima linea;
- supporto al rilancio economico delle comunità attraverso programmi di sostegno alla sicurezza alimentare, sviluppo della microimprenditorialità, servizi dedicati ai clienti vulnerabili e formazione professionale e scolastica a distanza.

La conoscenza delle specificità locali e l'ascolto costante delle esigenze degli stakeholder hanno inoltre permesso di sviluppare azioni concrete rispetto al nuovo contesto, considerate le mutate condizioni determinate dalle restrizioni quali il distanziamento sociale e i divieti di spostamento e la molteplicità di realtà economiche, sociali e culturali in cui Enel opera e di cui è parte integrante con la gestione dei suoi asset. Iniziative specifiche si sono focalizzate su piani locali di sviluppo socio-economico con soluzioni mirate per stimolare la ripresa economica, attraverso sviluppo di marketplace locali, servizi specifici dedicati ai clienti vulnerabili e azioni volte al contrasto alla povertà energetica e di inclusione sociale per le categorie più deboli della popolazione, facendo leva sull'accesso alle nuove tecnologie e su approcci di economia circolare.

L'attenzione continua ai fattori sociali e ambientali, unita all'obiettivo di contribuire al progresso economico e sociale delle comunità, permette di creare valore nel lungo termine per l'azienda e per le comunità in cui opera favorendo un nuovo modello di sviluppo equilibrato che non lasci indietro nessuno. Un modello declinato lungo l'intera catena del valore: analizzando le necessità delle comunità fin dalle fasi di sviluppo di nuovi business; tenendo in considerazione i fattori sociali e ambientali nella realizzazione di cantieri sostenibili; gestendo gli asset e gli impianti per renderli piattaforme di sviluppo sostenibile dei territori in cui si trovano. Ulteriore evoluzione è costituita dall'estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, contribuendo a costruire comunità sempre più sostenibili.

Nel 2020 Enel ha sviluppato oltre 2.100 progetti con 8 milioni di beneficiari[3], contribuendo concretamente allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori. I progetti di accesso all'energia economica, affidabile, sostenibile e moderna (SDG 7) a oggi hanno riguardato 9,8 milioni di persone[4], quelli a favore dello sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) hanno raggiunto i 3 milioni di beneficiari[5] mentre delle iniziative per promuovere un'educazione di qualità (SDG 4) hanno beneficiato 2,3 milioni di persone[6].

Leva fondamentale per realizzare questi progetti è il ricorso a circa 1.000 partnership con imprese sociali, organizzazioni no profit, startup e istituzioni operanti a livello sia locale sia internazionale e che promuovono lo sviluppo del territorio attraverso interventi innovativi e su misura. Costante è la ricerca di idee e soluzioni di innovazione sociale attraverso l'ecosistema di Open Innovability® basato sull'apertura e sulla condivisione tramite diversi strumenti come, per esempio, le piattaforme di crowdsourcing (openinnovability.com) e la rete di Innovation Hub.

Il progresso compiuto in termini di contributo del Gruppo al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) ha permesso inoltre a Enel di rivedere i propri obiettivi al 2030, raddoppiando il numero di persone che intende beneficiare attraverso progetti per garantire un'istruzione di qualità (SDG 4: target 5 milioni di beneficiari al 2030) e quelli di accesso all'energia (SDG 7: target di 20 milioni di beneficiari al 2030). Viene inoltre confermato il committment verso iniziative volte a promuovere la crescita economica, duratura, inclusiva e sostenibile (SDG 8: target di 8 milioni di beneficiari al 2030).

Catena di fornitura sostenibile

Le prestazioni dei fornitori, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro, di salute e sicurezza sul lavoro, di responsabilità ambientale ed etica. In Enel, le procedure di approvvigionamento sono volte a garantire la qualità delle prestazioni nel massimo rispetto dei princípi di economicità, efficacia, tempestività e correttezza e trasparenza. Il processo di acquisto svolge un ruolo centrale nella creazione del valore nelle sue diverse forme (sicurezza, risparmio, tempi, qualità, risultati, ricavi, flessibilità), grazie a una sempre maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale. Nel 2020 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un contratto è pari a oltre 24.000.

La gestione dei fornitori si articola in tre fasi fondamentali, necessarie anche per integrare nelle valutazioni gli aspetti ambientali, sociali e di governance: il sistema di qualificazione, la definizione delle condizioni generali di contratto e il sistema di Supplier Performance Management (SPM). Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 31 dicembre 2020 circa 12.000 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, di salute e sicurezza, di diritti umani ed etici e di onorabilità, e rappresenta una garanzia per l'azienda. Per quanto riguarda il processo di gara e di contrattazione, è proseguito l'impegno di Enel per introdurre aspetti legati alla sostenibilità nei processi di gara, attraverso l'introduzione di uno specifico "K di sostenibilità", che tenga conto di fattori ambientali, sociali e di safety dei fornitori; sono inoltre previste specifiche clausole contrattuali in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture in materia di sostenibilità, tra le quali il rispetto e la protezione dei diritti umani e il rispetto degli obblighi etico-sociali. Il sistema SPM è finalizzato invece al monitoraggio delle prestazioni dei fornitori in termini di qualità, tempestività e sostenibilità in esecuzione del contratto.
Sono, inoltre, proseguite le attività per una sempre maggiore integrazione dei temi ambientali, sociali e di governance nella strategia della catena di fornitura, creando valore condiviso con i fornitori. Tra queste, si segnalano gli incontri e le iniziative di informazione degli appaltatori in materia di sostenibilità, con specifico riferimento alla tutela della salute e sicurezza.

(3) Per beneficiari si intendono le persone a favore delle quali viene realizzato un progetto. Enel considera i soli beneficiari diretti relativi all'anno corrente. Il numero dei beneficiari considera le attività e i progetti svolti in tutte le aree in cui il Gruppo opera (per il solo perimetro della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario il numero di beneficiari non comprende le società consolidate con metodo equity, le fondazioni e le Onlus del Gruppo, e le società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO - Build, Sell and Operate).
(4) Dati cumulati 2015-2020 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 7 a oggi.
(5) Dati cumulati 2015-2020 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 8 a oggi.
(6) Dati cumulati 2015-2020 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 4 a oggi.

L'economia circolare

L'economia circolare rappresenta per Enel un driver strategico e una scelta fondamentale per raggiungere obiettivi di competitività, in termini sia economici sia di riduzione del rischio, e, al contempo, realizzare un modello di business pienamente sostenibile per rispondere alle grandi sfide globali ambientali e sociali.

La visione del Gruppo si fonda su cinque pilastri, che agiscono attraverso tre leve principali: il design, le modalità di utilizzo e la chiusura dei cicli.

Perché il risultato sia effettivamente trasformativo, l'approccio circolare deve inevitabilmente abbracciare l'intera catena del valore. Per questa ragione è stato implementato in tutte le attività del Gruppo, agendo sia attraverso le Linee di Business, per quanto concerne tecnologie e modelli di business, sia attraverso i Paesi, per quanto concerne sinergie cross-settoriali, collaborazioni ed ecosistema.

A questo fine, i principali ambiti di attività riguardano i seguenti aspetti.

- Fornitori: dal 2018 è operativa la strategia di Circular Procurement con i fornitori per misurare la circolarità di quanto acquistiamo, premiare i più virtuosi e fare co-innovazione per ripensare assieme asset e prodotti.
- Asset: le Linee di Business Global Power Generation e Global Infrastructure and Networks stanno sia rivedendo la catena del valore dei principali progetti avviati di recente, come per esempio smart meter, fotovoltaico, eolico, nell'ottica circolare, sia valorizzando gli asset in esercizio. Global Trading, tenendo conto delle specificità dei vari asset, supporta questa transizione estendendo le proprie competenze agli ambiti dei nuovi materiali e delle materie prime seconde.
- Clienti: Enel X si propone come acceleratore della circolarità dei propri clienti sia misurando e migliorando continuamente i propri prodotti e servizi sia fornendo veri e propri servizi di misurazione e consulenza ai clienti per aumentare la propria circolarità.

Enel fin dalle fasi iniziali di adozione di un approccio circolare ha posto un forte focus sulla misurazione dei benefíci, ambientali ed economici, della circolarità, con la consapevolezza che un modello che superi e idealmente elimini il consumo di risorse non rinnovabili deve essere misurabile per poter essere non solo sostenibile ma anche economicamente competitivo.

Nell'ambito del Capital Markets Day 2020, per esempio, è stato introdotto un nuovo indicatore di circolarità associato al parco di generazione elettrica che integra gli indicatori esistenti sulle emissioni dirette. In particolare, questo ulteriore indicatore fotografa l'evoluzione negli anni del consumo di materiali a vita intera per MWh generato, misurando il consumo dei materiali lungo tutto il ciclo di vita: dalla produzione all'installazione fino alla dismissione degli asset di produzione.

Un esempio concreto dell'approccio circolare del Gruppo è il progetto "Circular Smart Meter", che rappresenta un esempio virtuoso di applicazione dei princípi dell'economia circolare sulla Global Infrastructure and Networks. Con l'avanzamento in Italia del piano di sostituzione di 32 milioni di misuratori di prima generazione, Enel ha infatti deciso di trasformarne lo smaltimento in un'opportunità, utilizzando il materiale proveniente dai contatori in dismissione per la realizzazione del nuovo "Circular Open Meter". Per lo sviluppo di tale device è stato messo a punto un processo di selezione e rigenerazione del policarbonato proveniente dai meter in dismissione, che in futuro potrà essere esteso anche agli altri Paesi del Gruppo, nei casi in cui tecnicamente possibile. A giugno 2020 l'Organismo di Certificazione NMi (Nederlands Meetinstituut) per la Direttiva MID (Measuring Instruments Directive) ha approvato l'utilizzo della plastica rigenerata per l'Open Meter, ed è stata avviata la produzione del primo lotto di 30.000 Circular Open Meter. Prodotti in plastica rigenerata al 100%, i nuovi contatori consentono di minimizzare l'impatto ambientale a beneficio dei clienti, del territorio e dell'ambiente. In particolare, è stata stimata per il primo lotto una riduzione di 210 tonnellate di CO_2 emessa rispetto a quanto avviene nel processo tradizionale, attraverso una metodologia Life Cycle Assessment. Inoltre, grazie al reinserimento nel processo produttivo dei nuovi Circular Open Meter del materiale di scarto dei vecchi dispositivi (principalmente plastica), è stata stimata anche una riduzione di 31,5 tonnellate di rifiuti. In termini percentuali il 48% in peso dei nuovi Meter è costituito da materiali rigenerati, garantendo inoltre una gestione virtuosa del loro fine vita, per i quali si stima una riciclabilità e riutilizzo dei materiali (oltre alla plastica, i metalli e l'acciaio) pari a circa il 79% in peso.

Estensione della vita utile

Approccio alla progettazione e alla gestione di un asset o di un prodotto volto a estenderne la vita utile, per esempio attraverso progettazione modulare, riparabilità facilitata, manutenzione predittiva.

Prodotto come servizio

Modello di business in cui il cliente acquista un servizio per un tempo limitato, mentre l'azienda mantiene la proprietà del prodotto, massimizzando il fattore di utilizzo e la vita utile.

Piattaforme di condivisione

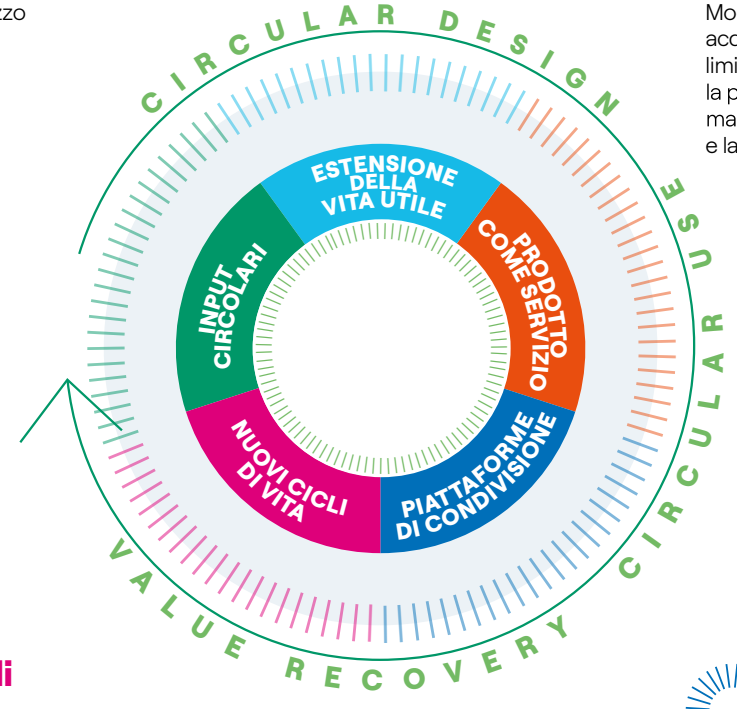
Sistemi di gestione comune tra più utilizzatori di prodotti, beni o competenze.

Nuovi cicli di vita

Ogni soluzione finalizzata a preservare il valore di un bene al termine di un ciclo di vita grazie a riuso, rigenerazione, upcycling o riciclo, in sinergia con gli altri pilastri.

Input circolari

Modello di produzione e utilizzo basato su input rinnovabili o da precedenti cicli di vita (riuso e riciclo).



FATTI DI RILIEVO DEL 2020

Centrale di Brindisi – "Ceneri"

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 Enel di Brindisi è stata al centro di un'indagine penale che ha dato luogo a un decreto di sequestro preventivo con facoltà d'uso soggetto a particolari accorgimenti tecnici disponendo, altresì, il sequestro di beni e crediti a danno di Enel Produzione fino alla concorrenza di una somma pari a circa 523 milioni di euro. Il 1° agosto 2018 la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale di Brindisi, con la conseguente cessazione della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito a Enel Produzione della somma sequestrata, in ragione della relazione dei periti nominati dal GIP presso il Tribunale di Lecce, ampiamente confermativa della correttezza dei processi di gestione della centrale. Tuttavia, la fase delle indagini preliminari risulta comunque pendente nei confronti sia degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.
A tale riguardo, si segnala che il 9 gennaio 2020 sono pervenute le prime notifiche relative alla fissazione dell'udienza preliminare in data 29 gennaio 2020. A fronte di alcune irregolarità nelle notifiche, l'udienza era stata rinviata inizialmente all'8 aprile 2020; tuttavia, in ragione dei provvedimenti di contrasto alla diffusione del COVID-19, tale udienza era stata rinviata dapprima al 10 giugno 2020 e poi nuovamente al 20 novembre 2020, a causa dell'impossibilità di tenere un dibattimento con le dovute garanzie previste dai protocolli di salute e sicurezza. Anche tale udienza non si è celebrata, a causa del perdurare della situazione emergenziale sanitaria. Sono stati comunque depositati gli atti di costituzione di parte civile della Regione Puglia e del Comune di Brindisi, sulla cui ammissibilità le difese hanno avuto modo di discutere nell'udienza del 4 marzo 2021. All'esito della discussione, il Giudice dell'udienza preliminare si è riservato sulla decisione e ha rinviato, per la prosecuzione dell'udienza, al 21 aprile 2021.

Procedimento penale centrale di Pietrafitta

In relazione alla centrale termoelettrica di Pietrafitta, la Procura di Perugia aveva avviato un'indagine nei confronti di alcuni esponenti di Enel Produzione SpA, nonché di alcuni terzi oggi proprietari dei terreni adiacenti la centrale – un tempo di Enel – sui quali erano state rinvenute delle ceneri. I reati contestati sono i seguenti: omessa bonifica (art. 452 *terdecies* c.p.), in relazione ad alcune aree interessate dallo sversamento di ceneri prodotte fino agli anni Ottanta dalla centrale di Pietrafitta e da altre centrali della società, nonché di altre aree sulle quali è stata rinvenuta una contaminazione di policlorobifenili (PCB) provenienti da alcune macchine di miniera in disuso; inquinamento ambientale (art. 452 *bis* c.p.), legato alla predetta contaminazione con PCB, rispetto al quale è stata contestata, altresì, a Enel Produzione SpA la responsabilità amministrativa ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.
Rispetto a tali reati, nell'estate 2019 Enel Produzione SpA ha presentato una richiesta di archiviazione, che è stata accolta dal PM per il reato di inquinamento ambientale, con la conseguente archiviazione anche dell'imputazione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.
Alcune associazioni ambientaliste hanno presentato opposizione all'archiviazione e il 21 febbraio 2020 si è tenuta dinanzi al GIP l'udienza di discussione, conclusasi con un provvedimento di archiviazione (28 maggio 2020) che ha, in sintesi, accolto tutte le difese di Enel, valorizzando gli argomenti difensivi proposti e confermando l'archiviazione altresì di ogni altra ipotesi di reato – comunque già non contestata dalla Procura – afferente ai possibili riflessi sulla salute a causa della presenza delle ceneri.
Pertanto, l'azione penale prosegue in relazione al solo reato di omessa bonifica, rispetto al quale i dipendenti di Enel Produzione SpA hanno presentato, a dicembre 2019, istanza di sospensione del procedimento con messa alla prova, consistente nell'attuazione di un programma concordato con gli uffici della Procura che costituisce condotta riparatoria proporzionata e congrua rispetto alle contestazioni formulate nei confronti degli indagati. L'udienza di messa alla prova si è tenuta il 29 ottobre 2020, data in cui il Giudice per le indagini preliminari presso il Tribunale di Perugia ha

accolto la richiesta di messa alla prova. L'udienza è stata poi rinviata al 18 febbraio 2021, data in cui è stato approvato il programma proposto da Enel Produzione, stabilendo un termine di nove mesi per l'esecuzione dello stesso.

Allacciamento alla rete di São Gonçalo, il più grande impianto fotovoltaico del Sud America

In data 13 gennaio 2020 Enel Green Power Brasil Participações Ltda (EGPB) ha avviato le operazioni di allacciamento alla rete della sezione da 475 MW dell'impianto fotovoltaico di São Gonçalo, sito in São Gonçalo do Gurguéia, nello stato nord-orientale di Piauí, in Brasile. La costruzione della sezione da 475 MW dell'impianto solare ha richiesto un investimento di circa 1,4 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 390 milioni di dollari statunitensi. Una volta a pieno regime, la sezione da 475 MW dell'impianto potrà generare più di 1.200 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 600.000 tonnellate di CO_2.

Funac e beneficio fiscale ICMS

In data 5 febbraio 2019 è stata promulgata la legge n. 20416 con la quale lo Stato di Goiás ha ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività sia del fondo Funac (creato per la legge n. 17555 del 20 gennaio 2012), sia del sistema di beneficio fiscale (creato per la legge n. 19473 del 3 novembre 2016) e che permetteva a Celg Distribuição SA di compensare gli obblighi di pagamento dell'ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (imposta sulla circolazione di beni e servizi).
Il 25 febbraio 2019 Celg-D ha impugnato la legge n. 20416 dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás attraverso una domanda ("writ of mandamus") con una contestuale richiesta di sospensione cautelare che è stata respinta in via preliminare in data 26 febbraio 2019. Celg-D ha presentato appello avverso questa decisione che è stato accolto dal Tribunale dello Stato di Goiás in data 11 giugno 2019. In data 1° ottobre 2019 lo stesso Tribunale dello Stato di Goiás ha emesso un'ordinanza con la quale ha revocato la misura cautelare precedentemente concessa in favore di Celg-D e, pertanto, gli effetti della legge sono stati ripristinati a partire da tale data. Avverso tale decisione Celg-D ha presentato ricorso sostenendo che il diritto alla garanzia dei crediti fiscali ha un fondamento sia legale sia contrattuale e che, pertanto, risultano palesemente illegittime le azioni che lo Stato di Goiás ha posto in essere allo scopo di sospendere integralmente l'applicazione di tali leggi. In data 2 ottobre 2019 il ricorso presentato da Celg-D è stato rigettato. Il 21 novembre 2019 Celg-D ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ). Il 27 febbraio 2020, il Tribunal de Justiça (TJ) ha dichiarato inammissibile il ricorso di Celg-D, che ha impugnato questa decisione dinanzi al STJ in data 5 maggio 2020 e il procedimento è in corso di svolgimento. Inoltre, è importante sottolineare che la copertura del fondo Funac è prevista contrattualmente nell'ambito dell'accordo per l'acquisizione di Celg-D da parte di Enel Brasil SA.
In data 26 aprile 2019 è stata promulgata la legge n. 20468 con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale sopra menzionato. In data 5 maggio 2019 Celg-D ha presentato una domanda giudiziale ordinaria e una contestuale richiesta di sospensione cautelare nei confronti dello Stato di Goiás per contestare la suddetta legge. Il 16 settembre 2019, il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare, sul presupposto dell'assenza dei requisiti cautelari in materia di "*periculum in mora*". Il 26 settembre 2019 Celg-D ha presentato appello (*agravo de instrumento)* dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás contro la decisione che ha rigettato la concessione della misura cautelare, sostenendo che la revoca della legge in materia di crediti fiscali è incostituzionale nella misura in cui tali crediti sono stati stabiliti in conformità alla legge applicabile e costituiscono diritti acquisiti. Nell'ambito dello stesso procedimento di appello, lo Stato di Goiás ha avviato un'azione per contestare l'ammissibilità della domanda di Celg-D che è stata preliminarmente accolta e successivamente impugnata da Celg-D. Il 7 settembre 2020 lo Stato di Goiás ha presentato la sua memoria di replica alla domanda cautelare in appello.
Inoltre, si rileva che l'associazione brasiliana delle società di distribuzione di energia elettrica (ABRADEE) aveva presentato dinanzi alla Corte Costituzionale brasiliana (Supremo Tribunal Federal) un'azione di costituzionalità relativamente alle leggi n. 20416 e n. 20468, che era stata poi respinta il 3 giugno 2020 attraverso una decisione individuale del giudice relatore sul presupposto dell'assenza dei requisiti formali. Il 24 giugno 2020 ABRADEE ha presentato ricorso (*agravo regimental*) contro tale decisione. In data 21 settembre 2020 la Corte Suprema del Brasile, senza entrare nel merito della vicenda, ha respinto il ricorso di ABRADEE per ragioni formali e il procedimento si è concluso. Il 15 ottobre 2020 ABRADEE ha presentato ricorso avverso questa decisione.

Concessioni idroelettriche

La disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione è stata da ultimo modificata dal cosiddetto "D.L. 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 al loro scadere, o in caso di decadenza o rinuncia, e in tema di valorizzazione dei beni e opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario. Tale normativa ha anche introdotto alcune modifiche in materia di canoni concessori 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) hanno emanato leggi regionali.

Sia la normativa statale che quella regionale di attuazione, ad avviso della Società, violano princípi comunitari e princípi costituzionali quali per esempio il diritto di proprietà, il principio di certezza del diritto, il principio di proporzionalità e del legittimo affidamento, la libertà di impresa.

In particolare, le norme non prevedono espressamente il trasferimento del ramo d'azienda dal concessionario uscente a quello subentrante, inoltre, prevedono criteri inadeguati per la valorizzazione delle opere da trasferire che rischiano di concretizzarsi in un meccanismo sostanzialmente espropriativo, in violazione di princípi costituzionali.

La previsione del pagamento del nuovo canone e dell'obbligo di fornire energia gratuita anche a carico dei titolari di concessioni in corso comporta, infine, l'introduzione nei rapporti concessori di un elemento imprevisto e irragionevole di significativo squilibrio economico e ciò in evidente violazione del principio di ragionevolezza e di proporzionalità del canone che la giurisprudenza costituzionale richiede di rispettare nel caso siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.

Il Governo ha impugnato avanti la Corte Costituzionale alcune delle leggi regionali attuative emanate denunciando la violazione di diversi princípi costituzionali.

La Società è intervenuta nei suddetti giudizi avanti alla Corte Costituzionale (luglio 2020 nel giudizio relativo alla legge regionale Lombardia, febbaio 2021 nel giudizio relativo alla legge provinciale Trento e nel giudizio relativo alla legge regionale Piemonte), e ha anche impugnato i primi atti attuativi delle singole leggi regionali avanti le autorità giudiziarie competenti (TAR e Tribunale Regionale delle Acque) chiedendone l'annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali.

Anche le associazioni di categoria (Utilitalia ed Elettricità Futura) hanno presentato memorie nell'ambito dei giudizi avviati avanti la Corte Costituzionale dal Governo; inoltre altri operatori del settore hanno proposto azioni giudiziarie avverso gli atti attuativi delle singole leggi regionali chiedendone l'annullamento.

Enel raggiunge il 65% del capitale sociale di Enel Américas

In data 3 aprile 2020 Enel ha comunicato l'intenzione di incrementare la propria partecipazione nella controllata quotata cilena Enel Américas SA fino a un ulteriore 2,7% del capitale, al fine di raggiungere la massima partecipazione attualmente consentita dallo Statuto di Enel Américas, pari al 65%. A tal fine, Enel ha stipulato due nuovi contratti di share swap (le "operazioni di share swap") con un istituto finanziario. In data 28 maggio 2020, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate nel giugno 2019 con un istituto finanziario, la partecipazione detenuta da Enel SpA in Enel Américas si è attestata al 62,3% del capitale sociale. Successivamente, in data 18 agosto 2020, Enel SpA ha incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Américas fino al 65% del capitale sociale, a seguito del regolamento delle due sopraccitate operazioni di share swap stipulate ad aprile 2020.

Le operazioni sopra indicate sono in linea con l'obiettivo annunciato dal Gruppo Enel di incrementare la propria partecipazione azionaria nelle società del Gruppo che operano in Sud America, riducendo così la presenza delle minoranze azionarie.

Autorizzata la dismissione anticipata del gruppo 2 della centrale di Brindisi

In data 28 maggio 2020 è arrivato il via libera alla chiusura anticipata del gruppo 2 della centrale termoelettrica Federico II di Brindisi a partire dal 1° gennaio 2021. Infatti il Ministero dello Sviluppo Economico ha dato riscontro positivo alla richiesta presentata da Enel lo scorso gennaio. Si tratta della prima delle quattro unità produttive a carbone della centrale che si avvia alla chiusura definitiva. In coerenza con la propria strategia di decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), Enel ha avviato negli scorsi mesi l'*iter* di permitting per la riconversione del sito in un impianto a gas ad altissima efficienza necessario per assicurare la chiusura completa dell'impianto a carbone di Brindisi entro il 2025 e contestualmente la sicurezza della rete elettrica nazionale. Inoltre, Enel sta sviluppando progetti per l'installazione di capacità fotovoltaica all'interno del sito, come parte della più generale iniziativa di sviluppo di nuova capacità rinnovabile su tutto il territorio italiano.

La chiusura anticipata del gruppo 2 della centrale Federico II di Brindisi rientra nell'impegno di Enel per la transizione energetica verso un modello sempre più sostenibile.

Il Gruppo Enel accelera la chiusura del suo ultimo impianto a carbone in Cile

In linea con la propria strategia di decarbonizzazione, il Gruppo Enel ha chiuso l'unità I dell'impianto di Bocamina a gennaio 2021 e prevede di chiudere l'unità II del medesimo impianto entro il 31 maggio 2022, pianificando contemporaneamente il completamento di 2 GW di capacità rinnovabile in Cile attraverso Enel Green Power Chile. In particolare, in data 28 maggio 2020 Enel SpA ha annunciato che le proprie controllate cilene Enel Chile SA ed Enel Generación Chile SA hanno informato il mercato della decisione dei rispettivi Consigli di Amministrazione di accelerare la chiusura dell'impianto a carbone Bocamina, situato a Coronel. Nello specifico, Enel Generación Chile ha richiesto alla Commissione Nazionale per l'Energia (CNE) cilena di autorizzare la cessazione dell'operatività dell'unità I (128 MW) e dell'unità II (350 MW) del suddetto impianto, entro le date previste. La chiusura, subordinata all'autorizzazione sopra indicata, ha subíto un'accelerazione rispetto a quanto programmato da Enel Generación Chile nel Piano nazionale di decarbonizzazione firmato con il Ministero dell'Energia del Paese il 4 giugno 2019, che prevedeva la chiusura di Bocamina I entro la fine del 2023 e quella di Bocamina II entro il 2040. Il Gruppo Enel assicurerà il reimpiego, all'interno del Gruppo, dei lavoratori di Bocamina, e al tempo stesso valuterà la riconversione delle strutture della centrale.

Il CdA di Enel delibera l'emissione di prestiti obbligazionari ibridi fino a un massimo di 1,5 miliardi di euro

In data 10 giugno 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, riunitosi sotto la presidenza di Michele Crisostomo, ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2021, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, per un importo massimo pari al controvalore di 1,5 miliardi di euro, da collocare esclusivamente presso investitori istituzionali, comunitari e non comunitari, anche attraverso private placement. Le nuove emissioni hanno la finalità di rifinanziare le obbligazioni ibride in circolazione per le quali, a partire da quest'anno, diventa esercitabile l'opzione di rimborso anticipato e, pertanto, consentono al Gruppo Enel di mantenere una struttura patrimoniale e finanziaria coerente con i criteri di valutazione delle agenzie di rating e di gestire attivamente le scadenze e il costo del debito. Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre demandato all'Amministratore Delegato il compito di decidere in merito all'emissione delle nuove obbligazioni e alle rispettive caratteristiche e, quindi, di fissare per ogni emissione, tenendo conto dell'evoluzione delle condizioni di mercato, i tempi, l'importo, la valuta, il tasso di interesse e gli ulteriori termini e condizioni, nonché le modalità di collocamento e l'eventuale quotazione presso mercati regolamentati o sistemi multilaterali di negoziazione.

Enel inclusa per la prima volta negli indici MSCI ESG Leaders

In data 17 giugno 2020 Enel è stata inclusa per la prima volta negli MSCI ESG Leaders Indexes a seguito della revisione annuale degli indici di sostenibilità condotta da MSCI, leader nel settore delle ricerche e degli indici su tematiche ambientali, sociali e di governance (ESG). La serie di indici ponderati sulla capitalizzazione mette in evidenza le aziende con elevate performance ESG rispetto ai competitor di settore. Enel è stata inoltre confermata negli importanti indici FTSE4Good Index series ed Euronext Vigeo Eiris 120.
Gli indici, pensati per gli investitori istituzionali che desiderano integrare i fattori ESG nei processi decisionali relativi agli investimenti, utilizzano un approccio best-in-class selezionando soltanto le aziende con i rating MSCI ESG più elevati che misurano la resilienza di un'impresa rispetto ai rischi ESG a lungo termine rilevanti a livello finanziario. Nel 2019 Enel ha ricevuto per la prima volta il massimo rating ESG di MSCI ("AAA"), che ha permesso la sua inclusione quest'anno negli MSCI ESG Leaders Indexes, la più importante serie di indici MSCI che misurano le performance delle aziende nel settore della sostenibilità. L'inserimento nella serie di indici, inoltre, è avvenuta anche grazie ai costanti investimenti di Enel nelle rinnovabili e al suo ambizioso obiettivo di ridurre le emissioni di CO_2 in linea con l'Accordo di Parigi, nell'ambito del quale l'azienda si impegna a ridurre del 70% le sue emissioni dirette di gas a effetto serra per kWh entro il 2030 rispetto ai livelli del 2017.

Enel raggiunge il 64,9% del capitale sociale di Enel Chile

In data 7 luglio 2020 Enel SpA ha annunciato di aver incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Chile SA fino al 64,9% del capitale sociale, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate a dicembre 2019 con un istituto finanziario per l'acquisizione fino al 3% del capitale sociale di Enel Chile, annunciate a suo tempo al mercato.

Enel accelera la transizione energetica verso la decarbonizzazione

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. Il Piano Strategico 2020-2022 prevede un significativo incremento della capacità installata da fonti rinnovabili, dagli attuali 46 GW a 60 GW a fine 2022, e la progressiva riduzione della capacità e della produzione da carbone; in particolare, è previsto che tale capacità si riduca di oltre il 40% al 2022 rispetto al 2019. Al fine di gestire in maniera integrata il parco di generazione rinnovabile e termica nel mondo e guidarne e accelerarne la trasformazione, Enel ha creato nel 2019 una nuova Linea di Business. In tale contesto, in data 2 luglio 2020, Enel ha avviato la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica che coinvolgerà gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera. La conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiederà 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 che coinvolgeranno circa 1.300 persone nel mondo. Il piano di ristrutturazione sarà attuato secondo modalità e tempi differenti nei diversi Paesi di presenza, avviando le opportune interlocuzioni con le comunità locali e le competenti istituzioni e parti sociali.

Enel avvia un programma di acquisto di azioni proprie legato alla sostenibilità, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine

In data 29 luglio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 1,72 milioni (il Programma), equivalenti a circa lo 0,017% del capitale sociale di Enel.
Il Programma, la cui durata si è protratta dal 3 settembre al 7 dicembre 2020, era a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile (Piano LTI 2020), anch'esso approvato dall'Assemblea del 14 maggio 2020.
Nell'ambito di tale Programma sono state acquistate complessive n. 1.720.000 azioni Enel (pari allo 0,016918% del capitale sociale), al prezzo medio ponderato per il volume di 7,4366 euro per azione e per un controvalore complessivo di 12.790.870,154 euro.
Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene complessivamente al 28 ottobre 2020 n. 3.269.152 azioni proprie, pari allo 0,032156% del capitale sociale.

Enel emette obbligazioni ibride perpetue

In data 1° settembre 2020, Enel SpA ha lanciato con successo sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo denominato in euro e destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 600 milioni di euro. L'operazione ha ricevuto richieste in esubero per più di sei volte l'offerta, per un ammontare superiore a 3,7 miliardi di euro.
Contestualmente, Enel ha lanciato un'offerta volontaria non vincolante per il riacquisto e la successiva cancellazione delle obbligazioni ibride con scadenza 2076 e aventi un importo pari a 500 milioni di sterline, con l'obiettivo di riacquistare un ammontare complessivo pari a 200 milioni di sterline. A chiusura dell'operazione sono state riacquistate per cassa le obbligazioni ibride proprie per un ammontare nominale complessivo pari a 250 milioni di sterline.

Il CdA di Enel delibera di cedere a Macquarie tra il 40% e il 50% del capitale di OpEn Fiber

In data 17 settembre 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA è stato informato della avvenuta ricezione dell'offerta vincolante inviata da Macquarie Infrastructure & Real Assets (MIRA) per l'acquisto del 50% del capitale di OpEn Fiber SpA, posseduto da Enel.
Tale offerta prevede il riconoscimento di un corrispettivo pari a circa 2.650 milioni di euro, al netto dell'indebitamen-

to, per l'acquisto della partecipazione sopra indicata, con meccanismi di aggiustamento ed "earn out".
Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha preso atto dell'informativa ricevuta, rimanendo in attesa di essere aggiornato circa i dettagli che dovessero emergere a valle delle necessarie attività di approfondimento con MIRA sui contenuti dell'offerta pervenuta.
In data 17 dicembre 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel, riunitosi sotto la presidenza di Michele Crisostomo, ha deliberato di avviare le procedure finalizzate alla cessione di un minimo del 40% e fino al 50% del capitale di OpEn Fiber a MIRA, conferendo all'Amministratore Delegato apposito mandato al riguardo.
In base all'offerta finale pervenuta da MIRA, il corrispettivo per la cessione del 50% del capitale di OpEn Fiber risulta pari a 2.650 milioni di euro ed è inclusivo del trasferimento a MIRA del 100% della porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a OpEn Fiber, comprensivo degli interessi maturati, per un controvalore stimato di circa 270 milioni di euro al 30 giugno 2021, data entro la quale si prevede che l'operazione possa essere finalizzata. In caso di cessione del 40% del capitale di OpEn Fiber, essendo prevista nell'offerta finale di MIRA una proporzionale riduzione dei valori sopra indicati, il corrispettivo per la cessione si attesta a 2.120 milioni di euro, la porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a OpEn Fiber oggetto di trasferimento a MIRA risulta pari all'80%, e il relativo controvalore al 30 giugno 2021 è stimato in circa 220 milioni di euro. Il corrispettivo sopra indicato non tiene conto degli effetti potenzialmente connessi ai meccanismi di "earn out" appresso descritti, in quanto non quantificabili allo stato attuale.
L'offerta finale pervenuta da MIRA prevede che qualora il closing dell'operazione sia successivo al 30 giugno 2021, il corrispettivo sopra indicato risulti incrementato a un tasso pari al 9% annuo calcolato a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al closing stesso. L'offerta prevede inoltre il riconoscimento di due diversi "earn out" in favore di Enel, legati a eventi futuri e incerti. Un "earn out" è legato alla positiva conclusione, con sentenza definitiva, del contenzioso instaurato da OpEn Fiber nei confronti di TIM SpA per condotta anticoncorrenziale posta in essere da quest'ultima. In particolare, tale "earn out" assicura il riconoscimento in favore di Enel del 75% del risarcimento netto che dovesse essere conseguentemente incassato da OpEn Fiber e si prevede che sia riconosciuto a Enel in funzione dei dividendi distribuiti da OpEn Fiber ai propri soci a qualsiasi titolo. L'"earn out" sarà calcolato in proporzione alla effettiva quota ceduta da Enel a MIRA.
L'altro "earn out" è invece legato alla creazione di valore derivante dall'eventuale realizzazione della cosiddetta "rete unica" a banda larga tra OpEn Fiber e TIM. Esso è basato sul criterio del rendimento per l'investitore e prevede che, nel caso in cui si verifichi un'operazione di trasferimento della partecipazione in OpEn Fiber detenuta da MIRA che determini un tasso di rendimento dell'investimento (IRR) superiore al 12,5%, venga riconosciuta a Enel una quota pari al 20% del valore realizzato da MIRA eccedente tale soglia, fino a un importo massimo pari a 500 milioni di euro in caso di cessione del 50% del capitale di OpEn Fiber e di 400 milioni di euro in caso di cessione del 40%.
La stipula del contratto di compravendita tra le parti è subordinata ad alcune condizioni, tra cui si segnalano:
- l'autorizzazione a MIRA, rilasciata da parte di OpEn Fiber, a condividere con un numero ristretto di potenziali co-investitori le informazioni acquisite nel corso della due diligence svolta, al fine di realizzare la sindacazione del corrispettivo;
- il mancato esercizio del diritto di prelazione che lo Statuto di OpEn Fiber riconosce in capo a CDP Equity SpA (CDPE, a sua volta socio al 50% di OpEn Fiber);
- in caso di cessione del 50% del capitale di OpEn Fiber, la condivisione tra MIRA e CDPE della modifica di alcuni aspetti che regolano attualmente la governance di OpEn Fiber.

Il perfezionamento dell'operazione è poi a sua volta subordinato a una serie di condizioni, tra cui si segnalano:
- l'ottenimento, da parte delle banche finanziatrici di OpEn Fiber, dei waiver necessari al trasferimento a MIRA della partecipazione detenuta da Enel in OpEn Fiber;
- l'ottenimento delle varie autorizzazioni amministrative propedeutiche al trasferimento a MIRA della partecipazione detenuta da Enel in OpEn Fiber (con particolare riguardo alla procedura in materia di golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e all'autorizzazione rilasciata dall'Autorità Antitrust comunitaria).

Il Gruppo Enel avvia la riorganizzazione delle attività rinnovabili in Centro e Sud America

In data 22 settembre 2020 Enel SpA ha informato che il Consiglio di Amministrazione della sua controllata quotata cilena Enel Américas SA ha deliberato di avviare il processo funzionale all'approvazione di una fusione intesa a realizzare una riorganizzazione delle partecipazioni societarie del

Gruppo Enel, con l'obiettivo di integrare in Enel Américas le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (escluso il Cile). L'operazione, coerente con gli obiettivi strategici di Enel, consente un'ulteriore semplificazione della struttura societaria del Gruppo e allinea la struttura del business di Enel Américas al resto del Gruppo.

La riorganizzazione societaria prevede l'integrazione in Enel Américas degli attuali asset rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Argentina, Brasile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, Panama e Perù, attraverso una serie di operazioni che si concluderanno con una fusione di tali asset in Enel Américas. Tale fusione, comportando un aumento della partecipazione di Enel in Enel Américas, produce una modifica dello Statuto sociale di quest'ultima da parte dell'Assemblea degli azionisti per rimuovere le limitazioni esistenti in base alle quali un singolo azionista non può detenere più del 65% dei diritti di voto. Tale Assemblea è stata inoltre chiamata ad approvare la fusione come operazione con parti correlate, ai sensi della normativa cilena di riferimento.

Enel ha espresso a Enel Américas, in via preliminare, un parere favorevole sulla suddetta riorganizzazione, a condizione che quest'ultima:

> sia effettuata a termini e condizioni di mercato;
> assicuri una posizione finanziaria di Enel Américas che sostenga lo sviluppo futuro del business delle energie rinnovabili nonché le prospettive di crescita di tale società.

Tale preliminare parere favorevole è subordinato alla valutazione da parte di Enel dei termini e delle condizioni definitive che saranno sottoposti all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Enel Américas.

In particolare, in data 18 dicembre 2020, Enel ha informato che l'Assemblea straordinaria degli azionisti della controllata quotata cilena Enel Américas ha adottato in tale data le deliberazioni relative alla realizzazione dell'operazione di riorganizzazione societaria volta a integrare in Enel Américas le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (a esclusione del Cile).

Inoltre, in data 17 dicembre 2020, Enel ha annunciato che, nell'ambito dell'operazione di riorganizzazione societaria volta a integrare le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (escluso il Cile) nella controllata quotata cilena Enel Américas, avrebbe lanciato una offerta pubblica di acquisto volontaria parziale per l'acquisizione delle azioni e delle American Depositary Shares (ADS) di Enel Américas, fino a un massimo del 10% dell'attuale capitale sociale della medesima società (l'OPA), a un prezzo di 140 pesos cileni per azione (o nel caso degli ADS l'equivalente in dollari statunitensi al momento del settlement). Il lancio dell'OPA è effettivamente avvenuto a marzo 2021 (per maggior approfondimenti si rimanda alla nota 55 del Bilancio consolidato). L'OPA è inoltre soggetta alla regolamentazione cilena e statunitense e all'ulteriore disciplina applicabile.

Come annunciato al mercato il 13 novembre 2020, l'Assemblea straordinaria degli azionisti di Enel Américas è stata convocata per il 18 dicembre 2020 per deliberare in merito: (i) alla fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas, con conseguente aumento del capitale sociale di Enel Américas a servizio della fusione, nonché (ii) alla modifica dello Statuto sociale di Enel Américas al fine di rimuovere i limiti che attualmente non permettono a un unico azionista di possedere oltre il 65% delle azioni con diritto di voto. L'OPA rappresenta un'opportunità per gli azionisti di minoranza che intendono ridurre la propria partecipazione in Enel Américas a seguito del completamento della fusione. A tale riguardo, l'OPA offre agli azionisti l'opportunità di vendere le loro partecipazioni a un prezzo maggiore di quello di 109,8 pesos cileni per azione che Enel Américas offrirà, in conformità alla normativa cilena, agli azionisti dissenzienti che intendono esercitare il diritto di recesso. L'OPA non verrà lanciata qualora la fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas e la modifica dello Statuto sociale di Enel Américas non divengano efficaci entro il 31 dicembre 2021. Il corrispettivo complessivo dell'OPA, che si stima ammonti fino a un massimo di 1,2 miliardi di euro (calcolati al tasso di cambio del 16 dicembre 2020 di 895 pesos cileni per 1 euro), sarà finanziato dai flussi di cassa della gestione corrente e dalla capacità di indebitamento esistente.

Enel lancia con successo un "Sustainability-Linked Bond" da 500 milioni di sterline, il primo nel suo genere per il mercato in sterline

In data 13 ottobre 2020 Enel Finance International NV ha collocato il primo "Sustainability-Linked Bond" del mercato in sterline, legato al conseguimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla percentuale di capacità installata consolidata da fonti rinnovabili rispetto alla capacità installata consolidata totale, in linea con l'impegno a raggiungere gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. L'emissione, garantita da Enel e rivolta a investitori istituzionali per un totale di 500 milioni di sterline, pari a circa 550 milioni di euro, ha ricevuto richieste in esubero per quasi sei volte, totalizzando ordini per un importo pari a circa 3 miliardi di sterline e una partecipazione significativa di Investitori Socialmente Responsabili (SRI), permettendo al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori.

Enel sottoscrive un contratto di finanziamento per un "Sustainability-Linked Loan" da 1 miliardo di euro

In data 16 ottobre 2020 Enel SpA ha siglato un contratto di finanziamento da 1 miliardo di euro per un "Sustainability-Linked Loan" della durata di sei anni strutturato come club deal con scadenza al 15 ottobre 2026.
Questo finanziamento è destinato a soddisfare l'ordinario fabbisogno finanziario del Gruppo e segue l'adozione da parte di Enel di un "Sustainability-Linked Financing Framework" (Framework), in linea con i "Sustainability-Linked Bond Principles" dell'International Capital Market Association (ICMA) e con i "Sustainability-Linked Loan Principles" della Loan Market Association (LMA).
Il finanziamento è legato al Key Performance Indicator (KPI) relativo alla "Percentuale di capacità installata rinnovabile" (ovvero la percentuale di capacità installata consolidata da fonti rinnovabili rispetto alla capacità installata consolidata totale) e al conseguimento di un Sustainability Performance Target (SPT) pari o superiore al 60% entro il 31 dicembre 2022 (al 30 giugno 2020 era pari al 51,9%). In base al livello di raggiungimento dell'SPT entro la data target, l'accordo prevede un meccanismo di step-up/step-down che modificherà lo spread applicato ai fondi prelevati dalla linea di credito, riflettendo così il valore della sostenibilità. Il finanziamento evidenzia l'impegno di Enel, primo operatore privato a livello mondiale per capacità installata rinnovabile, a contribuire al raggiungimento dell'obiettivo SDG 7.2, ovvero "Aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale".

Enel lancia un'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di alcuni prestiti obbligazionari ibridi

In data 23 ottobre 2020 Enel ha annunciato di aver lanciato un'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di alcuni prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi emessi dalla Società, volta ad allineare i termini e le condizioni di questi ultimi a quelli del prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo lanciato dalla stessa Enel lo scorso 1° settembre 2020. A tali fini, la Società ha convocato le Assemblee dei portatori delle obbligazioni per un ammontare complessivo in circolazione pari a circa 1.797 milioni di euro (le Obbligazioni), in prima e unica convocazione, in data 26 novembre 2020. Alla stessa data, Enel ha reso noto che le Assemblee dei portatori delle Obbligazioni hanno approvato le proposte di modifica dei termini e condizioni dei regolamenti delle Obbligazioni, volte ad allineare questi ultimi ai termini e condizioni del prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo lanciato dalla stessa Enel lo scorso 1° settembre 2020. In particolare, le modifiche approvate prevedono, tra l'altro, che:

- le Obbligazioni, originariamente emesse con una scadenza determinata e di lungo periodo, diventeranno esigibili e pagabili e dovranno dunque essere rimborsate dalla Società solo in caso di scioglimento o liquidazione della stessa;
- gli eventi di inadempimento, precedentemente previsti nei regolamenti e nella ulteriore documentazione che disciplina le Obbligazioni, sono eliminati.

Traguardo storico per Enel, alla guida del Dow Jones Sustainability World Index per il 2020

In data 14 novembre 2020 la leadership mondiale di Enel nella sostenibilità è stata riconosciuta con il primo posto nel Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World) di quest'anno, un traguardo mai raggiunto nei 17 anni di presenza dell'azienda nell'indice. Ancora una volta, nel processo di selezione del DJSI World, Enel si è distinta nella maggior parte dei 27 criteri valutati da SAM (la divisione globale di S&P che si occupa di ricerche sugli aspetti ESG – ambientali, sociali e di governance – acquisita nel 2020 da RobecoSAM, società collegata al gestore patrimoniale Robeco).
Nello specifico, la Società ha ottenuto un punteggio superiore a 90/100 in oltre il 70% dei criteri, tra i quali alcuni dei più significativi sono la strategia climatica e le opportunità di mercato, due criteri finalizzati a valutare la performance delle utility elettriche nel guidare la transizione verso un modello energetico a basse emissioni di CO_2. Inoltre, a Enel è stata assegnata la prima posizione del DJSI Europe, nel settore "Electric Utilities", e la seconda a livello mondiale in tutta la famiglia dei Dow Jones Sustainability Indices per lo stesso settore.
Enel ha ottenuto risultati eccellenti anche in altri criteri relativi alla valutazione della gestione aziendale responsabile, tra cui la gestione dei rischi e delle crisi, la politica e la gestione ambientale, l'efficienza ecologica delle operazioni, le

questioni legate alle risorse idriche, i diritti umani, lo sviluppo del capitale umano e la trasparenza sulle performance sociali e ambientali.
Anche Endesa, la controllata spagnola del Gruppo, è stata inclusa quest'anno nell'indice DJSI World, in cui è presente ininterrottamente da 20 anni. Enel ed Endesa sono due delle otto società ammesse all'indice a livello globale nel settore delle utility elettriche. Inoltre, Enel Américas, controllata sudamericana del Gruppo, è stata confermata nel Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index e nel Dow Jones Sustainability MILA (Mercado Integrado Latinomericano) Pacific Alliance Index per il terzo anno consecutivo, e nel Dow Jones Sustainability Chile Index per il quarto anno consecutivo, mentre la controllata cilena Enel Chile è stata confermata per la terza volta in questi tre indici.

Enel riconosciuta leader mondiale della sostenibilità tra le imprese nell'edizione 2020 di Vigeo Eiris Universe

In data 2 dicembre 2020, per la prima volta in assoluto la leadership globale di Enel nel campo della sostenibilità è stata riconosciuta grazie all'assegnazione del primo posto, tra circa 5.000 imprese valutate, nell'edizione di quest'anno della classifica Vigeo Eiris (V.E). Il risultato senza precedenti, pari al doppio del punteggio medio raggiunto nella valutazione delle performance di sostenibilità, ha permesso a Enel di essere riconfermata nella revisione della seconda metà del 2020 dell'indice Euronext Vigeo Eiris World 120. Grazie ai dati forniti da V.E, l'indice Euronext Vigeo Eiris World 120 stila due volte l'anno la classifica delle 120 aziende più sostenibili tra le 1.500 principali società per capitale flottante in Nord America, Asia-Pacifico ed Europa. Enel ha mantenuto la sua posizione anche negli indici regionali Euronext Vigeo Eiris Europe 120 ed Eurozone 120, che comprendono rispettivamente le 120 imprese più sostenibili fra le 500 aziende con il maggiore capitale flottante in Europa e nell'Eurozona. Anche Endesa, la controllata spagnola del Gruppo, è stata inclusa in questi ultimi tre indici.
In particolare, V.E ha riconosciuto le performance eccezionali di Enel nello sviluppo della sua strategia ambientale, inclusi gli obiettivi ambientali specifici fissati per limitare le emissioni di gas a effetto serra e migliorare la qualità dell'aria, accelerando la decarbonizzazione del suo mix energetico e incrementando l'utilizzo delle rinnovabili. Dall'altro lato, Enel ha primeggiato anche in diversi criteri relativi alla gestione del capitale umano, inclusa la promozione delle relazioni sindacali, la non discriminazione e la diversità. Inoltre, hanno registrato risultati eccezionali anche diverse pratiche relative alla governance, tra cui il ruolo del Consiglio di Amministrazione nel supervisionare le performance di sostenibilità della Società.

Enel Green Power e NextChem del Gruppo Maire Tecnimont firmano un protocollo d'intesa per un impianto di produzione di idrogeno verde negli Stati Uniti

In data 9 dicembre 2020 Enel Green Power, attraverso la controllata nordamericana Enel Green Power North America Inc. (EGPNA), e Maire Tecnimont SpA, attraverso la controllata NextChem dedicata alle tecnologie per la transizione energetica, hanno firmato un protocollo d'intesa per favorire la produzione di idrogeno verde tramite elettrolisi negli Stati Uniti. Il progetto, che dovrebbe essere operativo nel 2023, utilizzerà l'energia rinnovabile generata da uno degli impianti solari di EGPNA negli Stati Uniti per produrre l'idrogeno verde che verrà fornito a una bioraffineria.
Enel Green Power sta sviluppando progetti nel segmento dell'idrogeno verde in Italia, Spagna, Cile e Stati Uniti. Poiché l'idrogeno verde rappresenta una nuova applicazione di business, il Gruppo Enel sta osservando gli sviluppi del mercato per individuare il modo più efficiente di realizzare i propri piani di incremento della capacità di questa tecnologia fino a oltre 2 GW entro il 2030.

Aggiornato l'accordo con EPH per la cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne

In data 22 dicembre 2020, Enel Produzione SpA (Enel Produzione), la società EP Slovakia BV e la società ceca Energetický a průmyslový holding AS (congiuntamente "EPH") hanno firmato un general term agreement che modifica alcuni termini e condizioni del contratto (il Contratto) sottoscritto in data 18 dicembre 2015 (come già modificato nel corso del 2018) tra Enel Produzione ed EPH e concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne AS (Slovenské elektrárne o SE). Come annunciato il 18 dicembre 2015 e il 28 luglio 2016, il Contratto aveva comportato il conferimento alla società di nuova costituzione Slovak Power Holding BV (HoldCo) dell'intera partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne, pari al 66% del capitale di quest'ultima, e disciplinava la successiva cessione in due fasi a EP Slovakia BV del 100% della HoldCo (la prima fase dell'operazione si è perfezionata il 28 luglio 2016 con la cessione a EP Slovakia del 50% del capitale che Enel Produzione deteneva nella HoldCo) per un corrispettivo complessivo di

750 milioni di euro, soggetto a conguaglio sulla base di vari parametri.

In base al nuovo general term agreement, che risulta soggetto ad alcune condizioni sospensive, Enel Produzione ed EPH hanno concordato alcune modifiche al Contratto, che riguardano sia il supporto finanziario a Slovenské elektrárne a servizio del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce, sia i meccanismi che regolano l'esercizio delle opzioni put o call relative al trasferimento della partecipazione residua in HoldCo.

In particolare, con riferimento al supporto finanziario, si prevede che Enel Produzione provvederà a concedere, direttamente o attraverso altre società del Gruppo Enel, finanziamenti alla HoldCo – chiamata a sua volta a renderli disponibili a Slovenské elektrárne – per un importo massimo di 570 milioni di euro con scadenza nel 2032. Tali finanziamenti saranno resi disponibili secondo le necessità e i tempi previsti per il completamento della realizzazione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce (il Progetto). L'erogazione del primo finanziamento, per un importo di 270 milioni di euro, è subordinata ad alcune condizioni, in particolare la modifica di alcuni contratti di finanziamento tra Slovenské elektrárne e le proprie banche finanziatrici, al fine di tener conto dello stato di avanzamento del Progetto, e altre condizioni tipiche per tale tipo di operazioni. L'erogazione di tale primo finanziamento è condizione di efficacia delle ulteriori modifiche al Contratto, condivise tra le parti e di seguito illustrate. Gli indicati finanziamenti fino a 570 milioni di euro si aggiungono al finanziamento di 700 milioni di euro (cumulativamente appresso indicati come i "Finanziamenti"), già erogato dal Gruppo Enel in base agli accordi modificativi del Contratto stipulati tra le parti nel 2018 e la cui scadenza si prevede venga anch'essa estesa al 2032. Il nuovo accordo tra le parti prevede inoltre che EPH provveda a concedere a sua volta un ulteriore finanziamento di importo pari a 200 milioni di euro a servizio del Progetto.

Riguardo alle modifiche che interessano i meccanismi di esercizio delle opzioni put o call, si segnala anzitutto una nuova disciplina dei cosiddetti "trigger events" in occasione dei quali Enel Produzione ed EPH possono esercitare le rispettive opzioni. In particolare, è stata eliminata la cosiddetta "Long Stop Date" (la data decorsa la quale era consentito sia a Enel Produzione sia a EPH di esercitare le rispettive opzioni put e call, anche in assenza del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce) ed è stato previsto che le opzioni put o call siano esercitabili in concomitanza dell'ultimo tra i seguenti eventi:

- il decorso di sei mesi dalla data di completamento del trial run dell'unità 4 dell'impianto di Mochovce (ossia il momento nel quale tale impianto potrà immettere in rete e vendere l'energia elettrica prodotta);
- la data del completamento del primo outage dell'unità 4 dell'impianto di Mochovce (ossia il fermo tecnico e obbligatorio annuale dell'impianto finalizzato a garantire un adeguato livello di sicurezza), previsto entro un massimo di 12 mesi dal trial run; e
- la scadenza dei Finanziamenti, fissata al 2032.

Il nuovo accordo prevede inoltre la possibilità per EPH di esercitare una cosiddetta "early call option" una volta decorsi sei mesi dalla sottoscrizione del testo aggiornato del Contratto e fino al verificarsi del primo dei seguenti eventi:

- il decorso di quattro anni dalla data di completamento del trial run dell'unità 4 dell'impianto di Mochovce; e
- il mese di dicembre 2028.

Il corrispettivo complessivo prima indicato, pari a 750 milioni di euro, è soggetto a un meccanismo di conguaglio che verrà calcolato da esperti indipendenti secondo una formula già definita nel Contratto, cui il nuovo accordo apporta alcune varianti, concernenti l'esclusione di una parte degli investimenti previsti per la realizzazione dell'unità 4 dell'impianto di Mochovce e l'individuazione della percentuale di enterprise value della medesima unità 4 dell'impianto di Mochovce da considerare a seconda del momento dell'esercizio dell'opzione.

Inoltre, in caso di esercizio della cosiddetta "early call option" da parte di EPH sono stati introdotti un floor e un cap del corrispettivo – variabili a seconda del momento dell'esercizio dell'opzione e dell'applicazione in concreto della formula di determinazione del prezzo – da un minimo di 25 milioni di euro fino a un massimo di 750 milioni di euro.

Il nuovo accordo prevede infine che, al momento di esercizio delle opzioni sopra indicate, EPH subentri nei Finanziamenti. In caso di early call option, si prevede che EPH subentri nei Finanziamenti secondo uno schema articolato a partire dal 2026, con ultima tranche prevista al più tardi nel 2032.

L'accordo sopra descritto ha comportato un adeguamento del valore di carico della partecipazione e del credito finanziario rilevato nei confronti di EPH per complessivi 833 milioni di euro.

COVID-19

L'esercizio 2020 è stato sostanzialmente contraddistinto dal diffondersi della pandemia da COVID-19 con periodi a più elevata contagiosità e mortalità in cui si sono rese necessarie misure drastiche di isolamento sociale (lockdown) e chiusura totale o parziale di tutte le attività economiche, sociali e sportive, oltre all'introduzione di nuovi bias comportamentali e l'adozione sistematica e rigorosa di dispositivi di protezione individuale.

I Paesi più colpiti sono stati inizialmente la Cina, l'Italia e la Spagna, cui progressivamente si sono aggiunti il Regno Unito, gli altri Paesi dell'Europa Centrale, gli Stati Uniti e i Paesi del Sud America (in particolare Brasile e Cile).

I Governi dei diversi Paesi hanno adottato numerose misure di contenimento, essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone, come per esempio lockdown selettivi o chiusure anticipate dei locali pubblici per limitare gli assembramenti. Sui servizi essenziali e di pubblica utilità numerosi sono stati gli interventi regolatori per i quali rimandiamo ai paragrafi successivi relativi ai quadri regolamentari adottati nei vari Paesi per le diverse Linee di Business.

A tale riguardo, il Gruppo, già dal primo trimestre, ha emanato linee guida volte ad assicurare il rispetto dei provvedimenti introdotti in ambito locale e intrapreso numerose azioni al fine di adottare le procedure più idonee a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai paragrafi relativi al COVID-19 inclusi nei "Risultati del Gruppo" della Relazione sulla gestione e alla nota 5 del Bilancio consolidato.

ASPETTI NORMATIVI E TARIFFARI

Il quadro regolamentare europeo

Recovery Plan

Per contribuire al rilancio dell'economia europea a seguito degli effetti della pandemia, la Commissione Europea, il Parlamento Europeo e i leader europei hanno concordato un piano di ripresa che aiuterà l'UE a uscire dalla crisi e a costruire un'Europa post COVID-19 più verde, digitale e resiliente. Il valore complessivo del Recovery Plan è di oltre 1.824 miliardi di euro e prevede un rafforzamento del budget finanziario pluriennale per il periodo 2021-2027 per un importo pari a 1.074 miliardi di euro volto a indirizzare rapidamente gli investimenti dove più necessario (rafforzare il mercato unico, guidare la transizione verde e digitale e intensificare la cooperazione in settori quali la sanità e la gestione delle crisi) e un nuovo strumento – il Next Generation EU – del valore complessivo di 750 miliardi di euro, per aumentare temporaneamente (2021-2024) le risorse a disposizione del bilancio dell'UE e garantire una risposta immediata alla crisi riavviando l'economia europea attraverso una crescita sostenibile e resiliente.

Con particolare riferimento al Next Generation EU le risorse più significative sono concentrate sul Recovery and Resilience Facility, il programma che prevede lo stanziamento di 672,5 miliardi di euro (312,5 miliardi di euro in forma di grant e 360 miliardi di euro in forma di prestiti) volti a supportare gli investimenti e le riforme essenziali per una ripresa duratura (con focus sugli investimenti connessi alle transizioni verdi e digitali).

In tale ambito, gli Stati membri sono chiamati a predisporre Piani Nazionali per la Ripresa e la Resilienza (PNRR), che devono perseguire l'obiettivo generale della coesione e resilienza economica/sociale, mitigare l'impatto della crisi e sostenere la transizione verde e digitale, in linea con le sette flagship[7] indicate nelle guideline pubblicate dalla Commis-

(7) Power Up; (ii) Renovate; (iii) Rechange and Refuel; (iv) Connect; (v) Modernize; (vi) Scale-up; (vii) Reskill and Upskill.

sione Europea nel mese di settembre 2020. La sottomissione dei PNRR dovrebbe avvenire entro il 30 aprile 2021 ma molti Stati membri hanno già avviato un confronto con la Commissione proponendo bozze di piano (era possibile farlo dal 15 ottobre 2020).

"The European Green Deal"

Con riferimento alla comunicazione "The European Green Deal", presentata a fine 2019, la Commissione Europea durante il primo semestre 2020 ha pubblicato una serie di iniziative legislative e non, volte a implementare i princípi presentati nella comunicazione che illustriamo di seguito.

Legge europea sul clima (Climate Law)

La proposta di Regolamento Europeo, presentata dalla Commissione il 4 marzo 2020 e attualmente in discussione nel Trilogo tra Commissione, Parlamento e Consiglio Europeo, rende vincolante per tutti i Paesi l'obiettivo fissato dal Green Deal europeo di rendere l'economia e la società europee a impatto climatico zero (carbon neutral) entro il 2050. Ciò significa che i Paesi membri dell'Unione Europea dovranno raggiungere collettivamente l'azzeramento delle emissioni nette (bilanciamento tra emissioni e assorbimenti) di gas a effetto serra, principalmente attraverso la riduzione delle emissioni, l'investimento in tecnologie verdi e la protezione dell'ambiente naturale. Si tratta di un atto giuridico che – una volta approvato – inserirebbe per la prima volta nella legislazione comunitaria l'obiettivo della climate neutrality al 2050.

La proposta della Commissione Europea include anche l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas effetto serra del 55% al 2030, supportato dalla Comunicazione (e Impact Assessment) della Commissione di settembre 2020, obiettivo che è stato approvato anche dal Consiglio Europeo nel dicembre 2020. Attualmente in seno al Parlamento Europeo è stato proposto il target più ambizioso di riduzione del 60%.

Per perseguire tale fine, la proposta di Regolamento UE prevede anche che tutte le politiche europee dovranno essere riviste per contribuire al raggiungimento della neutralità climatica e del più ambizioso obiettivo intermedio al 2030, in modo che tutti i settori dell'economia europea facciano la loro parte. Entro il 2021 l'esecutivo europeo proporrà di rivedere tutti gli strumenti politici necessari per conseguire le riduzioni aggiuntive previste per il 2030.

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, ai centri di ricerca e alle 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 per 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, un'alleanza su cloud e piattaforme industriali e una 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.

Comunicazione "Plasmare il futuro digitale dell'Europa"

Il 19 febbraio 2020 la Commissione ha presentato le strategie per i dati e l'intelligenza artificiale (IA). Tali comunicazioni introducono una serie di iniziative legislative e non, con l'obiettivo di sviluppare una tecnologia al servizio dei cittadini e di creare un'economia digitale equa e competitiva. Gli ambiti coinvolti da queste iniziative sono molteplici: creazione di competenze digitali, regolazione della concorrenza e delle piattaforme (mediante la proposta di un Digital Services Act) e neutralità climatica al 2050.

Più nel dettaglio, l'obiettivo della strategia per i dati è quello di garantire che l'UE assuma il ruolo di modello e di guida per le società rese più autonome grazie ai dati. La strategia punta essenzialmente a creare un vero spazio europeo dei dati e un mercato unico degli stessi, al fine di sbloccare quelli a oggi inutilizzati per consentirne la libera circolazione all'interno dell'Unione Europea in tutti i settori, a vantaggio così delle imprese, dei ricercatori e delle pubbliche amministrazioni. La Commissione propone di istituire un quadro normativo per la governance dei dati, l'accesso

ai dati e il riutilizzo degli stessi tra imprese, tra imprese e pubblica amministrazione e all'interno delle amministrazioni. La Commissione intende altresì sostenere lo sviluppo dei sistemi tecnologici e della prossima generazione di infrastrutture, che permetteranno all'UE e a tutti gli operatori di avvalersi delle opportunità offerte dall'economia dei dati.
Nel libro bianco sull'intelligenza artificiale, la Commissione ha inoltre auspicato un quadro affidabile, basato sull'eccellenza e sulla fiducia. In partenariato con il settore pubblico e privato, l'obiettivo è quello di mobilitare risorse lungo l'intera catena del valore e creare i giusti incentivi per accelerare la diffusione dell'IA. Il documento richiede norme chiare per regolamentare i sistemi di IA ad alto rischio senza imporre eccessivi oneri a quelli meno rischiosi. Il libro bianco sottolinea inoltre il fatto che si debba continuare ad applicare le norme rigorose dell'UE per proteggere i consumatori, far fronte alle pratiche commerciali sleali e proteggere i dati personali e la privacy.

Strategia per una mobilità intelligente e sostenibile

Il 9 dicembre 2020 è stata presentata dalla Commissione Europea la "Strategia per una mobilità intelligente e sostenibile" insieme a un piano d'azione comprendente 82 iniziative. Questa strategia getta le basi di come il sistema dei trasporti dell'UE dovrà realizzare la sua trasformazione verde e digitale e diventare più resiliente alle crisi future. Come indicato nel Green Deal europeo, l'obiettivo è ottenere una riduzione del 90% delle emissioni entro il 2050, grazie a un sistema di trasporti intelligente, competitivo, sicuro, accessibile e a prezzi abbordabili. Tutti i modi di trasporto dovranno diventare più sostenibili, con alternative verdi ampiamente disponibili, e per questo la strategia fissa alcune tappe concrete.
Entro il 2030 sarà necessario che almeno 30 milioni di automobili a zero emissioni circolino sulle strade europee, 100 città europee dovranno essere a impatto climatico zero e navi a zero emissioni dovranno essere pronte per il mercato. Entro il 2035 anche aeromobili di grandi dimensioni a zero emissioni dovranno essere pronti per il mercato. Infine, entro il 2050, quasi tutte le automobili, i furgoni, gli autobus e i veicoli pesanti nuovi dovranno essere a zero emissioni, il traffico merci su rotaia raddoppierà e la rete transeuropea di trasporto multimodale sarà pienamente operativa permettendo soluzioni di trasporto sostenibili e intelligenti con connettività ad alta velocità.

Strategia idrogeno

L'8 luglio 2020 è stata presentata la strategia dell'UE per l'idrogeno. La strategia si prefigge di favorire un sistema energetico integrato in cui l'idrogeno ha un ruolo nella decarbonizzazione dell'industria, dei trasporti, dell'edilizia e nella produzione di energia elettrica in tutta Europa. La priorità della strategia, attraverso investimenti, la creazione di un quadro regolatorio adatto, la creazione di un mercato e misure a supporto della ricerca e innovazione, è di sviluppare l'idrogeno rinnovabile, prodotto usando principalmente energia eolica e solare. Nel breve termine la strategia prevede anche il ricorso ad altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio per ridurre rapidamente le emissioni e sostenere la creazione di un mercato. La strategia si prefigge di sostenere l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile nell'UE e la produzione di fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile tra 2020 e 2024, 40 GW di elettrolizzatori per l'idrogeno rinnovabile e la produzione fino a 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE tra 2025 e 2030 e infine l'applicazione su larga scala di soluzioni basate sull'idrogeno in tutti i settori difficili da decarbonizzare a partire dal 2030.

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 pari a 17,5 miliardi di euro, di cui 7,5 miliardi di euro provenienti dal bilancio pluriennale UE 2021-2027 e 10 miliardi di euro da Next Generation EU.
Le risorse sono allocate tra gli Stati membri dalla Commissione e all'Italia spetterebbero circa 900 milioni di euro, poco meno di 800 milioni di euro alla Spagna e alla Grecia e circa 2 miliardi di euro alla Romania (a prezzi 2018). 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. Gli Stati membri sono chiamati a presentare Piani Nazionali per la Transizione che coprano uno o più territori che nel perimetro nazionale sono più fortemente impattati dalla transizione verso un'economia verde.

Sustainable Finance

A marzo del 2020 il Taxonomy Expert Group ha presentato il suo report finale sulla tassonomia europea e una guida relativa alle raccomandazioni per una normativa europea sui Green Bond.

Con riferimento alla tassonomia europea, a giugno il Parlamento Europeo ha votato e adottato il regolamento UE al riguardo; l'approvazione del Parlamento Europeo ha fatto seguito all'adozione del testo da parte del Consiglio il 10 giugno 2020. La Commissione è ora chiamata ad adottare atti delegati sulla tassonomia europea che stabiliscano i criteri tecnici di screening per determinare se una specifica attività economica contribuisca sostanzialmente a uno o più degli obiettivi ambientali dell'UE. L'adozione degli atti delegati, inizialmente prevista per fine 2020 è slittata ai primi mesi del 2021. Per quel che riguarda i Green Bond, dopo l'emissione delle Linee guida, nel periodo giugno-ottobre è stata avviata una consultazione pubblica per sostenere la Commissione nella valutazione di alcuni aspetti chiave relativi ai Green Bond Standard. Nelle conclusioni della riunione del Consiglio Europeo del 10 e 11 dicembre, i leader degli Stati membri hanno chiesto all'UE di promuovere lo sviluppo di norme comuni e globali per la green finance. In tale contesto, il Consiglio ha invitato la Commissione a presentare la proposta legislativa sullo standard dell'UE in materia di Green Bond entro il giugno 2021 al più tardi.

Decisioni aiuti di Stato

In data 19 marzo 2020, e successivamente integrato in data 3 aprile, 8 maggio e 29 giugno 2020, la Commissione Europea ha adottato un quadro temporaneo per far fronte agli effetti della pandemia COVID-19 al fine di supportare gli Stati membri in materia di utilizzo degli aiuti di Stato a fornire la liquidità necessaria al sistema economico, incluse le PMI, ad agevolare l'applicazione a tutti i settori e alle tipologie di impresa colpiti dalla crisi (eccezion fatta per il settore finanziario e per società già in difficoltà alla fine del 2019) e a contribuire a far fronte alla stabilità dell'economia europea, proteggendo al contempo il mercato unico.

Lo scorso 28 maggio 2020 la Commissione Europea ha approvato il regime di sostegno per la produzione di elettricità nelle Isole Canarie, nelle Isole Baleari, a Ceuta e Melilla nell'ambito della disciplina degli aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale (SIEG).

La Commissione ha approvato il regime fino alla fine del 2029 per le Isole Canarie, Ceuta e Melilla mentre per le Isole Baleari fino alla fine del 2025. Al fine di garantire una sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine, la Spagna si è impegnata a costruire un secondo collegamento sottomarino tra la terraferma e Maiorca entro il 2025. Ai produttori di elettricità cui sono stati affidati obblighi di servizio pubblico il meccanismo compenserà il costo aggiuntivo della fornitura di tali servizi e garantirà l'istituzione di procedure competitive per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione elettrica e/o soluzioni decarbonizzate.

In data 22 settembre la vicepresidente della Commissione Europea, nonché Commissaria per la concorrenza, Margaret Vestager, ha annunciato una "Call for Contributions" sul ruolo della politica della concorrenza a supporto degli obiettivi dello European Green Deal. Il documento, predisposto e inviato alla Commissione Europea in data 20 novembre 2020, riguarda il controllo della disciplina aiuti di Stato, antitrust e fusioni e la possibile introduzione di un "green bonus" per misure di supporto a favore della decarbonizzazione.

In data 12 novembre 2020 la Commissione Europea ha pubblicato l'Impact Assessment sulla revisione degli orientamenti sugli aiuti di Stato per la tutela ambientale e per l'energia (Energy and Environmental State aid guidelines - EEAG).

In data 23 novembre la Commissione ha pubblicato un'ulteriore roadmap per la revisione della comunicazione su Importanti progetti di comune interesse europeo (Important Projects of Common European Interest - IPCEI) al fine di sviluppare la filiera industriale dell'idrogeno e della gigafactory europea.

In data 21 dicembre la Commissione Europea ha pubblicato 11 modelli tecnici (template) relativi alla disciplina aiuti di Stato delle sette flagship del Recovery and Resilience Facility.

Il quadro regolamentare per area di attività

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Per l'anno 2021 sono stati ammessi al regime di reintegro dei costi gli impianti di Brindisi Sud, Sulcis, Portoferraio e Assemini. Tali impianti erano già stati ammessi al regime di reintegro anche per il 2020.
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 2020 e il 2021. 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.
Per il 2020 e il 2021 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 dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) a fronte di un premio fisso.

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 delivery 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 Milano; due operatori hanno impugnato anche la decisione della Commissione Europea di approvazione del meccanismo italiano dinanzi al Tribunale UE. Entrambi i giudizi sono in corso di svolgimento.
L'ARERA ha confermato il meccanismo di remunerazione transitoria di capacità (c.d. "capacity payment") per gli anni 2020 e 2021, in modo da assicurare continuità con il nuovo mercato della capacità che produrrà i suoi effetti economici a partire dal 2022.

Nel 2020 l'ARERA ha approvato su proposta di Terna un progetto pilota per l'approvvigionamento a termine di un nuovo servizio di regolazione ultrarapida di frequenza (c.d. "Fast Reserve"). Tramite gara sono stati assegnati contratti per il periodo di consegna 2023-2027; Enel è risultata assegnataria di contratti per la fornitura di tale servizio.

A febbraio 2020 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale (GU) la legge n. 8/2020 (conversione del decreto legge n. 162/2019 "Milleproroghe"), contenente disposizioni volte ad attivare la realizzazione delle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili o di comunità energetiche rinnovabili, nelle more del recepimento della direttiva UE 2018/2001.
A seguito di tale provvedimento, ad agosto 2020 l'ARERA ha emanato la delibera n. 318/2020/R/eel, contenente le disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile.
Il Ministero dello Sviluppo Economico, mediante il decreto ministeriale 16 settembre 2020, ha quindi individuato la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti in tali configurazioni sperimentali.

Iberia

Spagna

Parametri di remunerazione per produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e rifiuti
Il provvedimento TED/171/2020, del 24 febbraio, ha aggiornato i parametri di remunerazione applicabili agli impianti standard e a determinati impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, cogenerazione e rifiuti per il secondo periodo regolatorio, con effetto per entrambi dal 1° gennaio 2020.

Decisione della Commissione Europea C (2020) 3401 sull'attività di produzione di elettricità nei territori non peninsulari (TNP)
In data 28 maggio 2020 la Commissione Europea ha approvato lo schema regolatorio stabilito con Regio Decreto n. 738/2015, del 31 luglio, in relazione all'attività di produzione di energia elettrica nei territori non peninsulari (TNP), concludendo che soddisfa i criteri dei servizi di interesse economico generale ed è compatibile con il mercato interno. Il regime è inizialmente applicabile fino al 31 dicembre 2025 nel caso delle Isole Baleari e fino al 31 dicembre 2029 nel caso delle Isole Canarie, Ceuta e Melilla con la possibilità di richiederne il prolungamento.

Ordine per la revisione dei prezzi del carburante nei territori non peninsulari (TNP)

L'Ordine TEC/1260/2019, del 26 dicembre, ha proceduto alla revisione dei parametri di remunerazione tecnica ed economica dei gruppi di generazione nei sistemi elettrici dei territori non peninsulari (TNP) per il secondo periodo regolatorio 2020-2025. In relazione ai prezzi del carburante, il suddetto ordine ha stabilito che entro tre mesi i prezzi dei prodotti energetici e della logistica fossero rivisti con ordine ministeriale con effetto dal 1° gennaio 2020. A tal proposito, il 7 agosto 2020 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il decreto TED/776/2020, del 4 agosto, con il quale questi riferimenti sono stati rivisti.

Legge n. 5/2020 del 29 aprile della Comunità Autonoma della Catalogna

Il 2 giugno 2020, la legge n. 5/2020, del 29 aprile, della Comunità Autonoma della Catalogna, relativa alle misure fiscali, finanziarie, amministrative del settore pubblico e all'introduzione di una tassa sugli impianti con impatti sull'ambiente è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE). Tra gli altri aspetti, questa legge include la creazione e la regolamentazione di una tassa sulle strutture che influiscono sull'ambiente all'interno della Comunità Autonoma della Catalogna. In particolare, questa nuova tassa viene riscossa su produzione, stoccaggio, trasformazione e trasporto di energia elettrica. Nel campo della generazione, la produzione di energia è tassata con un'aliquota generale di 5 €/MWh, e un'aliquota dedicata di i 1 €/MWh per i cicli combinati, escludendo comunque l'idroelettrico e la generazione da fonti rinnovabili, così come impianti a biomasse, biogas, cogenerazione ad alto rendimento o con liquami. Relativamente al trasporto dell'energia viene stabilita una quota in base al livello di tensione, mentre vengono esentate strutture di trasporto con tensione inferiore a 30 kV e strutture di trasporto di evacuazione della produzione rinnovabile.

Europa

Romania

Produzione di energia

A seguito dell'entrata in vigore del regolamento 943/2019/UE e del previsto recepimento della direttiva 2019/944/UE, il divieto dei contratti negoziati bilaterali a lungo termine (PPA), presente nella legislazione rumena a partire dal 2012, è stato indebolito a seguito dall'adozione dell'ordinanza governativa di emergenza 74/2020 che consente alle nuove capacità di generazione di energia di firmare accordi PPA a lungo termine (più di un anno) al fine di garantire finanziamenti per la costruzione.

Gestione dell'energia

Nel corso del 2020, a seguito di riforme del mercato di bilanciamento, i price cap che collegano il prezzo di chiusura di mercato del Mercato di Bilanciamento ai prezzi di chiusura del Mercato Day-ahead sono stati eliminati. Inoltre, il sistema di doppia determinazione del prezzo sarà sostituito da un prezzo unico e, infine, il periodo rilevante ai fini del settlement sarà modificato da una base oraria a un intervallo di 15 minuti.

Russia

Mercati dell'energia e della capacità

Nel gennaio del 2020 il Servizio Federale Antitrust ha stabilito le tariffe per la capacità e l'elettricità fornita da contratti regolamentati. Per Enel Russia la tariffa della centrale Nevinnomysskaia GRES risulta inferiore al budget 2020.

Nel marzo 2020 Enel Russia ha firmato gli accordi di compromesso con i fornitori di garanzia del Caucaso settentrionale per riprogrammare i termini d'adempimento degli obblighi di pagamento di energia elettrica e capacità ai sensi dei contratti di mercato all'ingrosso, accumulati prima del 1 ° gennaio 2020, sotto condizione del pagamento degli interessi secondo il tasso di interesse di riferimento fissato dalla banca centrale.

America Latina

Cile

Revisione tariffaria – Introduzione del meccanismo transitorio 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 po-

tranno 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 contabilizzati 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.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale del 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso e registri, in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, fino a settembre 2021, è 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 del 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 ottobre 2020 il costo indicativo medio era di circa 5,3 miliardi di euro. Tale ammontare va confrontato con il tetto di 5,8 miliardi di euro, raggiunto il quale i meccanismi di incentivazione termineranno.

Iberia

Spagna

Il Regio Decreto Legge n. 23/2020 ha fornito un importante impulso per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili in Spagna. Ha stabilito, infatti, le basi legali per poter fare aste di energia prodotta da fonti rinnovabili basate sul prezzo a lungo termine dell'energia. Ha regolato anche diversi aspetti per migliorare la gestione e ridurre la speculazione nella gestione dell'accesso e della connessione dei progetti di energia da fonti rinnovabili alle reti. In particolare, ha disciplinato che nei siti in cui sono state chiuse centrali a carbone o centrali termonucleari la capacità di accesso alla rete può essere assegnata tenendo conto anche di criteri ambientali e sociali, oltre che di criteri tecnici. Infine, il regio decreto propone vari miglioramenti per una più rapida elaborazione amministrativa dei progetti di energia rinnovabile.

Durante il 2020 il Governo spagnolo ha lavorato per definire una roadmap per l'idrogeno e una strategia di stoccaggio.
Negli ultimi mesi dell'anno sono stati approvati diversi regolamenti relativi alle aste. Un regio decreto per le aste di energie rinnovabili (Regio Decreto n. 960/2020), un decreto ministeriale con la metodologia d'asta e un calendario indicativo (decreto ministeriale TED/1161/2020) e, infine, è stata indetta un'asta da 3.000 MW per gennaio 2021.
Nel corso dell'anno sono state effettuate proposte di normative relative all'accesso e connessione alle reti per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile. A dicembre è stato pubblicato un nuovo regio decreto relativo all'accesso e alla connessione (Regio Decreto n. 1183/2020). Questo regolamento sarà completato nel gennaio 2021 con l'approvazione di una circolare da parte della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza. L'intero pacchetto normativo di accesso e connessione sarà completato nel primo trimestre del 2021 con l'approvazione di criteri tecnici denominati "Specifiche di Dettaglio". Consentirà una maggiore capacità di accesso alle reti per la generazione rinnovabile e una regolamentazione che ne consentirà una migliore gestione.

Europa

Grecia

A seguito dell'approvazione ricevuta da parte della Commissione Europea, il Ministro dell'Energia ha esteso il regime di remunerazione dei servizi di interrompibilità vigente fino al 30 settembre 2021. L'interrompibilità è un servizio di demand response attraverso il quale il sistema si approvvigiona della disponibilità dei consumatori industriali a interrompere i propri consumi quando richiesto, in cambio di una remunerazione fissata tramite asta. Il regime è finanziato da tutti i produttori che operano sulla terraferma, anche EGPH, attraverso la cessione di una percentuale dei propri ricavi. La percentuale applicata è diversa a seconda della tecnologia di generazione elettrica utilizzata: eolico = 1,8% (in precedenza 2%), small hydro = 0,8% (in precedenza 1%), fotovoltaico = 3,6% (nessuna variazione).
La legge n. 4759/2020 pubblicata a dicembre 2020 ha introdotto misure volte a ridurre il deficit del fondo remunerazione energie rinnovabili, che finanzia gli incentivi ai produttori. Queste misure includono un contributo retroattivo del 6% sul fatturato annuo 2020 dei produttori di energie rinnovabili, che interesserà solo gli impianti rinnovabili entrati in funzione prima del 2015. Ai venditori di energia elettrica, invece, è richiesto un contributo pari a 2 €/MWh per l'energia acquistata nel 2021.

La decisione dell'Autorità di regolamentazione per l'energia (RAE) n. 1538/2020 pubblicata a dicembre 2020 ha definito il contributo UOCC per l'anno 2021, pari a 0,325 €/MWh e leggermente inferiore all'anno precedente (per il 2020 era 0,326 €/MWh). Questa tariffa si applica ai ricavi mensili della produzione di energia elettrica di tutte le unità rinnovabili e di cogenerazione in attività e serve a coprire i costi operativi e di investimento di DAPEEP, l'operatore greco responsabile della gestione degli incentivi alle fonti rinnovabili e dell'emissione delle garanzie d'origine.

Nord America

Stati Uniti

Nel maggio 2020 il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti ha integrato le linee guida amministrative per la sezione 45 del Production Tax Credit (PTC) per gli investimenti in impianti eolici, concedendo ai progetti idonei altri due anni per essere messi in servizio mantenendo l'idoneità in base al "requisito di continuità" prevalente. La guida è stata pubblicata per tenere conto delle interruzioni relative alla costruzione e alla fornitura a causa del COVID-19. I progetti eolici idonei che hanno iniziato la costruzione nel 2016 possono ora essere messi in servizio fino al 2021 ricevendo il 100% del PTC (cioè, 25 $/MWh, corretto annualmente per l'inflazione) per i primi 10 anni di attività; i progetti idonei che hanno iniziato la costruzione nel 2017 possono ora essere messi in servizio fino al 2022 ricevendo l'80% del PTC (cioè 20 $/MWh, corretto annualmente per l'inflazione) per i primi 10 anni di attività.

Nel dicembre 2020 il Congresso degli Stati Uniti ha approvato e il presidente Trump ha firmato un'estensione di due anni dell'Investment Tax Credit (ITC) per gli investimenti in impianti solari della sezione 48 e un'estensione di un anno della sezione 45 del PTC per gli investimenti in impianti eolici.
I progetti solari idonei possono ora ricevere l'ITC pari al 26% dei costi di capitale del progetto se iniziano la costruzione prima del 1° gennaio 2023 e vengono messi in servizio prima del 1° gennaio 2026. I progetti idonei che iniziano la costruzione prima del 1° gennaio 2024 e sono messi in servizio prima del 1° gennaio 2026 possono ricevere l'ITC pari al 22% dei costi di capitale del progetto.
I progetti eolici idonei possono ora ricevere il PTC pari al 60% (ovvero 15 $/MWh, corretto ogni anno per l'inflazione) per i primi 10 anni di attività se la costruzione inizia prima del 1° gennaio 2022. Il PTC per gli impianti eolici non ha alcun termine legale di messa in servizio ma, come discusso sopra, le linee guida del Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti impongono generalmente che i progetti debbano essere messi in servizio entro quattro anni dall'inizio della costruzione; un progetto che ha iniziato la costruzione nel 2020 dovrebbe quindi essere messo in servizio prima del 1° gennaio 2025 e un progetto che inizierà la costruzione nel 2021 dovrebbe essere messo in servizio prima del 1° gennaio 2026.

Africa, Asia e Oceania

Sudafrica

Ad agosto 2020 è stata lanciato il RMIPPPP (Risk Mitigation Independent Power Producer Procurement Program), un'asta per lo sviluppo di 2.000 MW che dovrebbero entrare in esercizio entro giugno 2022. Nel caso di aggiudicazione a Enel Green Power, i pagamenti per l'energia prodotta, per la capacità e per i servizi ausiliari avranno un impatto positivo sui risultati della società.

Un'ulteriore asta per il procurement di 11.813 MW (di cui 6.800 da fonti rinnovabili) ai sensi del piano di sviluppo energetico di lungo termine (Integrated Resource Plan - IRP 2019) è stata accettata dal regolatore NERSA a settembre 2020 ed è attesa nel 2021.

Da ottobre 2020 le Municipalità (che insieme a Eskom sono i distributori elettrici del Sudafrica) possono acquistare energia direttamente dai produttori di energia rinnovabile e non più solo da Eskom. Questo cambiamento nella regolamentazione migliora le prospettive di guadagni futuri per Enel Green Power.

India

Il Governo ha adottato diverse misure nel 2020 per proteggere il settore delle energie rinnovabili dagli effetti negativi del COVID-19. La pandemia è stata dichiarata causa di forza maggiore, il che ha permesso agli operatori di sospendere le proprie obbligazioni senza incorrere in penalità. Per salvaguardare i progetti di generazione da fonti rinnovabili è stata concessa un'estensione di cinque mesi per la messa in servizio, applicabile anche al progetto Coral di 285 MW di Enel Green Power India.

Inoltre, il Governo ha stabilito rigide istruzioni al fine di proteggere i generatori privati da eventuali decisioni arbitrarie di curtailment da parte delle Discom in un contesto di

domanda per l'energia molto bassa, nonché per garantire pagamenti tempestivi dell'energia da parte delle Discom acquirenti.

Il Ministero dell'Energia nel 2019 aveva dato ordine alle Discom di emettere lettere di credito con i generatori privati, in base ai termini dei rispettivi Power Purchase Agreement (PPA). GUVNL (società di distribuzione dello Stato di Gurajat) è stata costretta ad aprire e mantenere una lettera di credito nel mese di marzo 2020, il che ha ridotto il fattore di rischio per i progetti Enel Green Power.

Australia

A settembre 2020 il regolatore AER ha acconsentito alla variazione di approccio da parte del system operator AEMO sulle nuove connessioni, passando dalla valutazione in parallelo delle nuove connessioni a un approccio sequenziale (dove i generatori vengono messi in una coda progressiva). Ogni richiesta di connessione viene valutata sulla base degli impatti che ha individualmente sulla rete. AEMO potrà iniziare la valutazione di una richiesta soltanto se quella precedente ha ricevuto una valutazione di non-impatto sulla sicurezza della rete (o – in caso contrario – se sono state messe in atto azioni per rimuovere l'impatto). Questo cambiamento ha aggiunto ritardi significativi nella connessione degli impianti Enel Green Power di Cohuna e Girgarre (prevista nel 2020) con rilevanti impatti sul bilancio della società.

Infrastrutture e Reti

Italia

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata dall'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, l'ARERA ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati (TIT 2020-2023 e TIME 2020-2023).
Con la delibera n. 639/2018/R/com l'ARERA ha fissato al 5,9% il valore del WACC per le attività di distribuzione e misura elettrica, valido per il triennio 2019-2021.
Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, l'ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2019 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2018 (delibera n.144/2020/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2019 (delibera n. 162/2020/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2020 saranno pubblicate nei primi mesi dell'anno 2021.

Con la delibera n. 449/2020/R/eel l'ARERA ha perfezionato la disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi in bassa tensione e apportando alcune modifiche alle modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione.

Riguardo alla qualità del servizio, l'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 l'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. 534/2019/R/eel l'ARERA ha pubblicato l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2019-2021 di e-distribuzione 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.
Infine, nel corso del 2020, l'ARERA ha adottato tre provvedimenti (delibere n. 431/2020/R/eel, n. 432/2020/R/com e n. 213/2020/R/eel) contenenti misure straordinarie di sterilizzazione degli effetti dell'emergenza COVID-19 per gli aspetti di qualità del servizio, resilienza e piano di installazione dei contatori 2G di e-distribuzione.

Efficienza energetica – Certificati bianchi

Con la delibera n.270/2020/R/efr l'ARERA ha proceduto ad aggiornare le regole di definizione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019 pubblicata il 28 novembre 2019. Fra le previsioni adottate, si segnala la conferma del cap al contributo tariffario, posto pari a 250 €/TEE, e l'introduzione di un corrispettivo addizionale unitario, direttamente correlato all'eventuale scarsità di titoli disponibili. e-distribuzione ha impugnato tale delibera (con ricorso al Presidente della Repubblica), contestando la mancata estensione del contributo addizionale all'anno d'obbligo 2018 e la mancata previsione di meccanismi di riconoscimento dei costi per l'acquisto di TEE virtuali.

Iberia

Spagna

Metodologia per il calcolo degli oneri degli impianti elettrici e gas

Il 7 luglio 2020 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato le consultazioni di due disegni di decreto riguardanti le metodologie di calcolo degli oneri degli impianti elettrici e del gas, che andranno a integrare le metodologie di calcolo delle tariffe di accesso. Tali decreti devono essere approvati dalla Commissione Nazionale Mercati e Concorrenza (CNMC). A fine 2020 solo il decreto relativo al sistema gas è stato approvato, mentre il decreto relativo al sistema elettrico risulta ancora in attesa di approvazione.

Progetto di legge che istituisce il Fondo Nazionale per la Sostenibilità del Sistema Elettrico

Il 16 dicembre 2020 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato un processo di consultazione pubblica di un disegno di legge volto a creare il Fondo Nazionale per la Sostenibilità del Sistema Elettrico, il cui scopo è finanziare, complessivamente o parzialmente, i costi legati al regime specifico di remunerazione delle rinnovabili, della cogenerazione e dei rifiuti, attualmente inclusi nelle tariffe di accesso all'energia elettrica. Questo Fondo sarà finanziato attraverso i contributi degli operatori di tutti i diversi settori energetici, dalle tasse derivanti dalla legge n. 15/2012, dai proventi delle aste dei diritti di emissione di CO_2 e, con un limite del 10% del valore annuale del Fondo, da voci del bilancio generale dello Stato o da fondi comunitari. Il progetto preliminare contempla un meccanismo volto a ridistribuire tra tutti i settori energetici il costo associato al raggiungimento degli obiettivi rinnovabili esistenti a livello nazionale e prevede un graduale processo di introduzione della durata di cinque anni.

Europa

Romania

Il tasso di rendimento regolamentato (RAB) è stato rivisto dal regolatore dell'energia ANRE. Dopo un ordine che fissa tale valore al 5,66% nel 2019, il valore è stato fissato al 6,39% nel 2020, con un bonus dell'1% per i nuovi investimenti.

Con la legge n. 155/2020 il Parlamento ha introdotto l'obbligo per i gestori della rete di distribuzione di finanziare la connessione alla rete dei nuovi clienti non residenziali situati a meno di 2.500 metri dalla rete di distribuzione elettrica.

Con la legge n. 290/2020 il Parlamento ha introdotto l'obbligo per i gestori della rete di distribuzione di finanziare tutti i nuovi allacciamenti dei nuovi clienti residenziali.

America Latina

Cile

Legge n. 21.194

In data 21 dicembre 2019 il Ministero dell'Energia ha pubblicato la legge n. 21.194 che ha rivisto al ribasso la remunerazione delle imprese di distribuzione e perfezionato il processo tariffario della distribuzione elettrica. Tramite questa legge si modifica il tasso di attualizzazione per il calcolo dei costi annuali di investimento, che passa dal 10% a un tasso che deve essere compreso tra il 6% e l'8% *post* imposte. Il tasso di remunerazione *post* imposte delle società di distribuzione di energia elettrica non dovrà discostarsi di più di due punti in alto e tre in basso rispetto al tasso di remunerazione definito dalla Commissione Nazionale Energia (CNE). Infine, a partire da gennaio 2021 le società di distribuzione dovranno avere attività esclusiva.

Risoluzione CNE n. 176/2020 – Attività esclusiva

In data 9 giugno 2020 è stata pubblicata la Risoluzione della CNE n. 176 che determina il contenuto dell'obbligazione di attività esclusiva e contabilità separata, per la prestazione del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica, in conformità con quanto stabilito dalla legge n. 21.194.

In base a quanto fissato da tale risoluzione, le società concessionarie del servizio pubblico di distribuzione che operano nel sistema elettrico nazionale cileno dovranno essere società con attività esclusiva di distribuzione e potranno soltanto esercitare attività economica destinata a prestare il servizio pubblico di distribuzione, in conformità alla normativa vigente. Le norme contenute nella suddetta risoluzione debbono essere applicate a partire dal 1° gennaio 2021. Laddove per motivate esigenze non si possa provvedere entro tale data, con opportuna comunicazione alla CNE si potrà ritardare l'applicazione di tale risoluzione, ma comunque non oltre il 1° gennaio 2022.

Legge n. 21.249 – Misure straordinarie a favore degli utenti finali di servizi sanitari, servizio elettrico e gas

L'8 agosto 2020 è stata approvata la legge n. 21.249 che ha introdotto misure straordinarie a favore dei clienti più vul-

nerabili, misure che nella sua gran parte Enel Distribuzione Chile stava già applicando in forma volontaria. Tra queste misure c'è la sospensione dell'interruzione di fornitura per morosità e possibilità di rateizzare il pagamento del debito per energia elettrica da parte dei clienti definiti vulnerabili. Tali misure sono state prorogate e rafforzate con la legge n. 21.301.

Precio Nudo Promedio

In data 5 ottobre 2019 il Ministero dell'Energia ha pubblicato nel *Diario Oficial* il decreto n. 7T/2019, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica e aggiustamenti e carichi per l'applicazione del Meccanismo di Equità Tariffaria Residenziale, con effetto retroattivo dal 1° luglio 2019. Il 2 novembre 2019 il Ministero dell'Energia ha pubblicato la legge n. 21.185 che ha introdotto un meccanismo transitorio di stabilizzazione del prezzo dell'energia elettrica per i clienti soggetti a regolazione della tariffa.
In data 2 novembre 2020 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il *Precio Nudo Promedio* da applicare a far data dal 1° gennaio 2020. Considerato il meccanismo di stabilizzazione del prezzo fissato dalla legge n. 21.185, la pubblicazione di questo decreto non ha avuto alcun effetto sulla tariffa del cliente finale.

Precio Nudo Corto Plazo

Il 23 ottobre 2019 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il decreto n. 9T/2019, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica con effetto dal 1° ottobre 2019.
Il 7 aprile 2020 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il decreto n. 2T/2020, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica, valido a partire dal 1° aprile 2020.
In data 3 dicembre 2020 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il decreto n. 12T/2020, che ha fissato il "prezzo nudo" per la fornitura di energia elettrica, valido a partire dal 1° ottobre 2020.

Determinazione delle tariffe di distribuzione 2020-2024

Mediante la risoluzione n. 24 del 21 gennaio 2020 la CNE ha pubblicato le Basi tecniche preliminari per il calcolo delle componenti di Valore Aggregato di Distribuzione per il quadriennio 2020-2024 e lo Studio dei costi di servizio associati alla fornitura di energia elettrica, dando inizio al processo di determinazione delle tariffe di distribuzione.
Seguendo le tappe del processo stabilito dalla legislazione vigente, le imprese hanno inviato le loro osservazioni e successivamente, con data 11 giugno 2020, la CNE ha pubblicato le Basi tecniche definitive con la risoluzione n. 195.
In data 17 luglio 2020, con la risoluzione n. 256 della CNE, è stato costituito il Comitato di Studio del costo stabilito nell'art. 183 *bis* della Legge Generale dei Servizi Elettrici. Lo sviluppo dello studio è stato affidato alla società INECON che entro aprile 2021 dovrà consegnare gli elaborati finali.

Determinazione della tariffa di trasmissione 2020-2023

Nel quadro del processo di determinazione delle tariffe di trasmissione 2020-2023 si stanno elaborando i processi di:
> qualificazione degli impianti e sistemi di trasmissione;
> determinazione della vita utile degli impianti di trasmissione;
> definizione della base tecnica e amministrativa per lo studio della valorizzazione delle tariffe di trasmissione.

In questo contesto, in data 5 giugno 2018 la CNE ha approvato un elaborato tecnico definitivo che determina la vita utile degli impianti di trasmissione (risoluzione n. 412).
Tenuto conto degli studi di valorizzazione delle installazioni, nell'ottobre del 2020 è stato emesso il Documento finale definitivo del Sistema di Trasmissione Nazionale e il 13 novembre 2020 si è tenuta la relativa udienza pubblica.
Nel mese di novembre 2020 è stato emesso il Documento finale definitivo del Sistema di Trasmissione Zonale e il 2 dicembre si è tenuta la relativa udienza pubblica.

Argentina

Taluni provvedimenti a seguito della pandemia da COVID-19

Nell'ambito della pandemia da COVID-19 il Governo argentino ha introdotto le seguenti misure:
> in data 17 marzo 2020 mediante decreto DNU 287/2020 - Dichiarazione di stato di emergenza sanitaria dal 12 marzo 2020 per la durata di un anno;
> in data 20 marzo 2020 mediante decreto DNU 297/2020 - Isolamento sociale, preventivo e obbligatorio e successive proroghe;
> in data 20 marzo 2020 mediante decreto DNU 298/2020 - Sospensione dei termini amministrativi con riferimento a tutti i procedimenti della pubblica amministrazione durante il periodo di lockdown;
> in data 25 marzo 2020 mediante decreto DNU 311/2020 - Limitazioni alla possibilità di sospendere servizi basici, inclusi gli utenti per i quali era stato avviato il procedimento di interruzione di erogazione del servizio. Si segnala però che tale beneficio è applicabile ai soli utenti con tariffe agevolate o sussidiate.

Sospensione dei pagamenti per effetto del COVID-19

In data 15 maggio 2020, in relazione alle difficoltà generate dalla pandemia da COVID-19 alle attività economiche, finanziarie e industriali, il regolatore ENRE ha emesso la Risoluzione n. 35 che prevede per tutti gli utenti che abbiano sofferto una riduzione del 50% o più nella loro richiesta di potenza di poter sospendere i pagamenti o realizzare pagamenti parziali in acconto rispetto alla potenza contrattata finché il recupero dalla domanda non raggiunga il 70%,

rimanendo vigenti gli obblighi di pagamento degli oneri e tributi accessori.
Sono stati inoltre definiti gli utenti morosi che potranno beneficiare di un piano di rientro, che prevede il frazionamento dei pagamenti in 30 rate consecutive e dello stesso importo. Tali piani di rientro dovranno essere comunicati a ENRE e Cammesa da parte di Edesur per poter giovare a sua volta di un analogo trattamento in relazione alle fatture di acquisto di tali quantitativi di energia.

Rinvio della revisione tariffaria
In data 19 giugno 2020 è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale il decreto di necessità e urgenza n. 543 il quale stabilisce, in primo luogo, la proroga di 180 giorni consecutivi a partire dalla data di scadenza fissati per la revisione tariffaria straordinaria stabilita dall'art. 5 della legge n. 27541 di Solidarietà e Riattivazione Produttiva. In tal modo la nuova data limite per la successiva revisione tariffaria è stata fissata al 17 dicembre 2020. In secondo luogo, si è proceduto ad ampliare i benefíci stabiliti attraverso il DNU 311/2020 (limitazione alle interruzioni del servizio di fornitura) nel caso di mora o di mancati pagamenti da parte degli utenti fino a sei fatture consecutive o alternate la cui scadenza risulti successiva al 1° marzo 2020.

Ulteriore rinvio della revisione tariffaria
In data 17 dicembre 2020 il Governo argentino ha emesso il decreto DNU 1020/2020 con il quale proroga ulteriormente di altri 90 giorni il congelamento tariffario. Inoltre, dà inizio al processo di rinegoziazione tariffaria integrale che dovrà concludersi con la definizione di accordo definitivo di rinegoziazione in meno di due anni. Autorizza infine gli enti regolatori a fissare tariffe transitorie e la possibilità di segmentare tali tariffe per categorie di utenti.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribuição Ceará
La revisione tariffaria per Enel Distribuição Ceará è stata approvata dal regolatore ANEEL in data 14 aprile 2020, comportando un congelamento delle tariffe per tener conto degli effetti del COVID-19 sull'economia.
Vale la pena segnalare che la mancata rilevazione di ricavi dovuta alla mancata applicazione della revisione tariffaria si compensa con lo spostamento in avanti dei pagamenti delle quote di CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) relative ai mesi di maggio, giugno e luglio 2020. Tali pagamenti sono stati rateizzati a partire dal mese di agosto 2020 in cinque rate uguali. Gli eventuali differenziali causati dalla ritardata applicazione della revisione tariffaria costituiscono oggetto di recupero della successiva revisione tariffaria.

Revisione tariffaria straordinaria per Enel Distribuição São Paulo (2020)
In data 30 giugno 2020 ANEEL ha autorizzato la revisione tariffaria per Enel Distribuição São Paulo con un incremento medio del 4,23%.
Si segnala inoltre che la revisione tariffaria ha tenuto conto delle anticipazioni ricevute da Enel Distribuição São Paulo in acconto per il COVID-19 riducendo così l'impatto di tale incremento sui clienti finali. In assenza di tali anticipazioni l'incremento tariffario medio sarebbe stato del 12,22%.

Risoluzione normativa ANEEL n. 878/2020
ANEEL ha stabilito, per 90 giorni (dal 24 marzo 2020), misure per preservare l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica a causa dell'emergenza pubblica legata alla pandemia COVID-19, tra cui: vietare la sospensione della fornitura secondo unità di consumo (clienti residenziali in aree urbane e rurali); consentire la sospensione della consegna della fattura mensile cartacea ai consumatori, sostituendola con fatture elettroniche o con codici a barre; privilegiare i servizi di emergenza e quelli a supporto dei i servizi essenziali, in modo da agevolare il distanziamento sociale e garantire una fornitura di elettricità continua e affidabile.

Misura provvisoria n. 950/2020 del Governo Federale
Il provvedimento provvisorio n. 950/2020 introdotto dal Governo Federale ha accordato uno sconto integrale per i clienti disagiati con una fatturazione fino a 220 kWh/mese, allocando parte delle risorse della CDE a questa copertura, oltre a consentire alla CDE di prelevare risorse finanziarie per far fronte agli impatti sul settore elettrico che derivano dalla pandemia COVID-19.

Riduzione degli oneri e tributi accessori alla trasmissione di energia elettrica
Come misura per fornire liquidità al settore elettrico a causa degli effetti del COVID-19, il 20 aprile 2020 ANEEL ha approvato misure per facilitare il pagamento delle tariffe di trasmissione da parte di distributori e clienti finali.
La misura principale è stata l'anticipazione degli effetti finanziari del diagramma di aggiustamento per i mesi di aprile, maggio e giugno 2020. L'effetto immediato è di 144 milioni di real brasiilani di sconti sulle tariffe per l'utilizzo del sistema

di trasmissione da parte dei distributori (90%) e clienti finali (10%), con sconti analoghi nei mesi di maggio e giugno.

Decreto n. 10.350/2020
Il 18 maggio 2020 il Governo ha pubblicato un decreto che regolava il Conto COVID-19, un prestito di salvataggio del settore alle società di distribuzione in risposta alla pandemia COVID-19.
Il Conto COVID-19 è costituito da un finanziamento ottenuto da un gruppo di banche pubbliche e private, finalizzato a preservare la liquidità delle aziende del settore e, allo stesso tempo, ad alleviare gli impatti della crisi sui consumatori.

Provvedimento provvisorio n. 988/2020 del Governo Federale
Il 1° settembre il Governo Federale ha firmato un provvedimento provvisorio con misure speciali al fine di ridurre i tassi nel periodo della pandemia e anche nel medio e lungo termine. La misura è valida per 120 giorni e alla scadenza si prevede che verrà promulgata una legge con lo stesso contenuto.

Direttive ANEEL nn. 2177/2020, 2353/2020 e 2640/2020
Le direttive stabiliscono i valori delle risorse del Conto COVID-19 trasferite alle concessionarie di distribuzione, ricevute nei mesi di luglio, agosto e settembre.

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).

A seguito degli effetti nazionali e mondiali provocati dalla pandemia da COVID-19, nel mese di marzo 2020 il Governo colombiano ha dichiarato lo stato di emergenza economica, sociale ed ecologica su tutto il territorio nazionale e ordinato l'isolamento preventivo obbligatorio di tutti gli abitanti del territorio; queste misure hanno generato l'emissione di diverse norme e regolamenti transitori da parte delle autorità colombiane che governano i servizi pubblici, e tra questi quello elettrico, allo scopo di garantire la continuità della prestazione dei servizi pubblici domiciliari e mitigare gli effetti economici e sociali nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. Tali misure sono state estese fino al 31 maggio 2021.

Il 24 giugno 2020 la Commissione ha emesso la Risoluzione CREG 122, che ha approvato le tariffe di distribuzione di Enel Codensa. Sinteticamente la CREG, nella sua approvazione definitiva, ha effettuato una correzione della "Base di Attivo" e ha incorporato alcuni eventi aggiuntivi nel calcolo degli indicatori di qualità e stabilito l'applicazione retroattiva degli incentivi per la qualità del servizio.

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, considerato che era necessario un anno in più per implementare la riforma approvata nel 2015 con il decreto legislativo n. 1221. Pertanto nel 2018 si è completato il processo di determinazione del VAD per il periodo 2018-2022. Alla fine di tale processo tariffario, in generale, sono state confermate le tariffe del periodo regolatorio precedente (anni 2013-2017).

Con il Decreto Supremo n. 044-2020-PCM, pubblicato il 15 marzo 2020, è stato dichiarato lo stato di emergenza nazionale per 15 giorni. Tale periodo è stato più volte prorogato fino al 31 marzo 2021, a causa della pandemia da COVID-19. Durante tale periodo sono state prese alcune misure di distanziamento sociale per evitare la diffusione del COVID-19. In particolare, il Decreto Supremo n. 044-2020-PCM stabilisce che lo Stato garantisce l'accesso ai servizi pubblici e beni e servizi essenziali senza alcuna restrizione.

Mediante la risoluzione vice ministeriale n. 001-2020-MINEM/VME, pubblicata il 19 marzo 2020, si stabilisce che le imprese di generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica debbono:

- attivare protocolli di sicurezza per salvaguardare il personale, gli appaltatori e i terzi;
- intraprendere tutte le azioni necessarie per assicurare la continuità del servizio elettrico;
- inviare all'OSINERGMIN e al Ministero dell'Energia e delle Miniere i piani di emergenza predisposti.

Mediante il Decreto d'Urgenza n. 029-2020, pubblicato il 20 marzo 2020, è stata introdotta la sospensione per 30 giorni lavorativi dal calcolo delle scadenze di inizio dell'attivazione di procedimenti amministrativi e procedimenti di qualsiasi tipo, inclusi quelli normati da leggi e disposizioni speciali, soggette a scadenze.
Mediante il Decreto d'Urgenza n. 035-2020, pubblicato il 3 aprile 2020, si è stabilito che le imprese distributrici possono rateizzare fino a 24 mesi le fatture emesse nel mese di marzo del 2020 o che includono consumi effettuati durante il periodo di stato di emergenza nazionale dagli utenti "vulnerabili" (quelli con un consumo inferiore o uguale a 100 kWh/mese). Lo Stato riconosce interessi compensatori per la menzionata rateizzazione, che saranno pagati alle

imprese elettriche facendo ricorso al Fondo de Inclusión Social Energético. La norma stabilisce, inoltre, che le imprese elettriche non pagheranno compensazioni o sanzioni per il mancato rispetto delle norme tecniche di qualità del servizio. Sono state, altresì, introdotte diverse misure di carattere commerciale come la sospensione dell'obbligo delle attività di lettura dei contatori e di consegna di fatture cartacee (è stata introdotta la consegna per mezzo digitale) e dell'obbligo di assistere fisicamente i clienti nei Centri di Attenzione al Cliente, ed è stata autorizzata la fatturazione tramite l'utilizzo del consumo medio degli ultimi sei mesi fino a quando non sarà possibile la lettura reale.

Mediante il Decreto d'Urgenza n. 062-2020, pubblicato il 28 maggio 2020, è stata ampliata la fascia dei clienti che possono accedere alla rateizzazione delle fatture di energia elettrica, includendo quelli che consumano fino a 300 kWh/mese. In questo caso, la norma stabilisce che la rateizzazione potrà applicarsi alle fatture del mese di maggio e a quelle che includono consumi effettuati durante il periodo di emergenza nazionale. Gli interessi compensatori da riconoscere alle imprese elettriche saranno in parte a carico dello Stato e in parte pagati dai clienti. La norma stabilisce infine che la violazione delle norme tecniche di qualità non comporteranno il pagamento di compensazioni o sanzioni fino a 60 giorni di calendario successivi alla fase di emergenza.

Mediante il Decreto d'Urgenza n. 074-2020, pubblicato il 27 giugno 2020, nel quadro delle misure dello stato di emergenza nazionale, è stato introdotto il *Bono Electricidad*, sussidio che copre i consumi non pagati che si sono registrati nel periodo da marzo a dicembre 2020 con consumi fino a 125 kWh/mese (soggetto a condizioni). Detto sussidio coprirà il debito fino a 160 sol peruviani, e le risorse saranno direttamente trasferite alle imprese distributrici. Mediante la risoluzione del Consiglio Direttivo OSINERMGIN n. 080-2020-OS/CD, pubblicata il 9 luglio 2020, è stato approvato il procedimento di applicazione del *Bono Electricidad*.

Mediante il Decreto d'Urgenza n. 105-2020, pubblicato il 10 settembre 2020, è stato modificato il Decreto d'Urgenza n. 074-2020 includendo come beneficiari del *Bono Electricidad* i clienti con fornitura prepagata e quelli associati a forniture collettive.
Mediante la risoluzione del Consiglio Direttivo OSINERGMIN n. 218-2020-OS/CD, pubblicata il 24 dicembre 2020, è stato approvato il "Manuale del Costo Base delle attività applicabile alle imprese di distribuzione di energia elettrica".

Mercati finali

Italia

Il decreto legge 30 dicembre 2019 n. 162 ("Milleproroghe"), convertito con legge 28 febbraio 2020 n. 8, ha modificato la legge concorrenza (legge n. 124/2017) prevedendo un rinvio scaglionato per la rimozione della tutela di prezzo nel settore elettrico, rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le microimprese. La cessazione del regime di tutela gas per i domestici è stata anch'essa prevista per il 1° gennaio 2022.
In riferimento alla scadenza del 1° gennaio 2021, è attesa a breve la pubblicazione in GU del decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico, il quale delega l'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, l'ARERA ha istituito un servizio di ultima istanza ("servizio a tutele graduali") per le piccole imprese senza fornitore al 1° gennaio 2021.

Energia elettrica

Con la delibera n. 576/2019/R/eel l'ARERA ha aggiornato per l'anno 2020 la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti il servizio di maggior tutela (RCV) e i livelli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero.
Con la delibera n. 604/2020/R/eel sono stati aggiornati i livelli di RCV e PCV per l'anno 2021.
Il TAR Milano, con la sentenza n. 565 del 27 marzo 2020, ha parzialmente annullato la delibera n.119/2019/R/eel, con cui l'ARERA aveva introdotto modifiche al meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti. In particolare, il TAR ha annullato la citata delibera nella parte in cui aveva previsto l'applicazione di una riduzione degli importi oggetto di reintegro relativamente ai valori fatturati nel periodo antecedente l'entrata in vigore della stessa (2 aprile 2019). Con la delibera n. 240/2020/R/eel l'ARERA ha modificato la disciplina in ottemperanza alle previsioni del TAR.

Gas

Con la delibera n. 32/2019/R/gas l'ARERA ha disciplinato la modalità di regolazione delle partite economiche tra i venditori e i clienti finali, per il periodo 2010-2012, relativamente alla materia prima gas per il servizio di tutela in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016.

Con sentenza n. 38 del 7 gennaio 2020, il TAR Milano ha annullato la delibera n. 32/2019/R/gas nella parte in cui esclude dalla socializzazione i clienti con consumi annui uguali o superiori a una determinata soglia. Con le delibere n. 247/2020/R/gas e n. 603/2020/R/gas, l'ARERA ha ottemperato a tale sentenza, rideterminando, a partire dal 1° gennaio 2021, i corrispettivi da applicare a tutti i clienti finali connessi alla rete di distribuzione.
Con le delibere n. 577/2019/R/gas e n. 603/2020/R/gas sono stati aggiornati, rispettivamente per gli anni 2020 e 2021, i livelli della componente QVD a copertura dei costi dell'attività di commercializzazione del servizio di vendita del gas naturale ai clienti che usufruiscono del servizio di tutela.

Iberia

Spagna

Efficienza energetica
La legge n. 18/2014, del 15 ottobre, sulle misure urgenti per la crescita, la competitività e l'efficienza, ha creato, in materia di efficienza energetica, il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica. Il provvedimento TED/28/2020, del 23 marzo, stabilisce per Endesa un contributo al Fondo di 27 milioni di euro corrispondente agli obblighi per l'anno 2020.
Nel mese di dicembre 2020 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordine che fissa il contributo al Fondo per l'anno 2021, portando l'importo proposto per Endesa a 26,6 milioni di euro.

Bonus Sociale
In data 13 agosto 2020 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordine TED/788/2020 del 24 luglio, che stabilisce la distribuzione del finanziamento per il Bonus Sociale 2020, con la percentuale per Endesa pari al 35,57%.

Consumatori energivori
Il 27 giugno 2020 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge n. 24/2020, del 26 giugno, sulle misure sociali per riattivare l'occupazione e la tutela del lavoro autonomo e della competitività del settore industriale. Nel decreto viene creato il Fondo di Riserva Spagnolo per le Garanzie degli Enti Energivori (FERGEI), volto a coprire i rischi derivanti da operazioni di acquisto e vendita di energia elettrica a medio e lungo termine. Il fondo ha un budget di 200 milioni di euro l'anno, fino a un totale di 600 milioni di euro di investimento in tre anni.
Il 17 dicembre 2020 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto n. 1106/2020, del 15 dicembre, che regola lo statuto dei consumatori energivori e ne disciplina la figura, nonché i loro obblighi e i meccanismi di risarcimento di cui potrebbero beneficiare.

Europa

Romania

A seguito dell'ordinanza governativa d'emergenza n. 114/2019, il regolatore dell'energia ANRE ha reintrodotto i contratti bilaterali regolamentati sul mercato all'ingrosso e fissato i prezzi al dettaglio per la fornitura regolamentata del servizio universale a livelli che garantissero il recupero della maggior parte delle perdite registrate dai fornitori di ultima istanza (fornitori del servizio universale) negli ultimi anni.

5
OUTLOOK

- **Enel è una "super major" nel campo delle rinnovabili**
  Investire in Enel significa investire nella lotta al cambiamento climatico.

- **Enel è leader globale nelle reti**
  Le reti avranno un ruolo fondamentale nella transizione energetica.

- **L'elettrificazione dei consumi energetici**
  Consentirà a Enel di creare valore per sé e per i suoi stakeholder.

- **La politica dei dividendi**
  Enel ha definito una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante, determinando un dividendo garantito fisso e crescente fino al 2023.


enel
Green Power

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

La pandemia da COVID-19 ha profondamento impattato non solo le attività economiche a livello globale, ma anche il modo di vivere e di lavorare delle persone nel corso del 2020.

In questo contesto, la diversificazione geografica del Gruppo, il suo modello di business integrato lungo la catena del valore, una struttura finanziaria solida e un elevato livello di digitalizzazione hanno permesso a Enel di mostrare una notevole resilienza, che si è riflessa nei risultati economico-finanziari dell'esercizio.

A novembre 2020 il Gruppo ha presentato il Piano Strategico, fornendo anche una visione dell'evoluzione del business nei prossimi dieci anni.

In particolare, il nuovo Piano Strategico descrive l'adozione di due modelli di business: quello tradizionale, detto di "Ownership", in cui le piattaforme digitali sono promotrici del business a sostegno della redditività degli investimenti, e il modello di "Stewardship", che catalizza investimenti di terzi in collaborazione con Enel, o nell'ambito di piattaforme generatrici di business.

Attraverso questi due modelli di business, nel periodo 2021-2030 Enel investirà oltre 150 miliardi di euro con il modello di business di Ownership e ulteriori 10 miliardi di euro circa con il modello di business di Stewardship, mobilitando nel contempo ulteriori 30 miliardi di euro circa provenienti da terzi.

A fronte di tali investimenti si prevede che tra il 2020 e il 2030 l'EBITDA ordinario del Gruppo crescerà in termini di CAGR del 5%-6%, con un utile netto ordinario in crescita del 6%-7% in termini di CAGR.

Promuovendo i processi di decarbonizzazione, elettrificazione e migrazione su piattaforma, il Gruppo prevede anche di creare valore condiviso e sostenibile per tutti gli stakeholder, per esempio:

- perseguendo una riduzione dell'80% delle emissioni dirette di CO_2 rispetto al 2017 secondo una strategia che risparmierà l'estrazione di circa 200 milioni di barili di petrolio equivalenti;
- facendo risparmiare ai consumatori circa il 25% sul totale delle loro bollette energetiche ottenendo, allo stesso tempo, un abbattimento delle loro emissioni;
- investendo in digitalizzazione e nella creazione di piattaforme per offrire un livello di servizio tre volte superiore a quello attuale, con l'indice di durata media delle interruzioni del sistema (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) che scenderà a circa 100 minuti nel 2030;
- generando oltre 240 miliardi di euro di prodotto interno lordo nei Paesi di presenza del Gruppo, mediante investimenti locali in generazione ed elettrificazione.

Nel periodo 2021-2023 il Gruppo prevede invece di investire direttamente circa 40 miliardi di euro, di cui 38 miliardi di euro tramite il modello di business di Ownership, e circa 2 miliardi di euro tramite il modello di business di Stewardship, mobilitando nel contempo 8 miliardi di euro provenienti da terzi.

Per quanto riguarda gli investimenti pianificati nel quadro del modello di business di Ownership:

- oltre la metà sarà dedicata alla Global Power Generation, con circa 17 miliardi di euro destinati all'incremento della capacità da energie rinnovabili, che salirà a 60 GW su base consolidata nel 2023;
- circa il 43% sarà dedicato alle Infrastrutture e Reti. Si prevede infatti che l'accelerazione degli investimenti porterà a un incremento della RAB di Gruppo, che raggiungerà 48 miliardi di euro nel 2023;
- l'importo restante sarà dedicato al business Clienti: si prevede che il customer value del segmento Business to Consumer aumenterà di circa il 30%, a fronte di un aumento del 45% circa di quello del segmento Business to Business, grazie all'eliminazione delle tariffe regolamentate, principalmente in Italia, e al trend di elettrificazione dei consumi energetici che promuoverà i servizi "beyond commodity".

Per quanto concerne gli investimenti nel modello di business di Stewardship, saranno principalmente dedicati alle energie rinnovabili, oltre che a fibra, e-transport e servizi di flessibilità.

Oltre il 90% degli investimenti di Enel su base consolidata sarà in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Inoltre, in linea con i calcoli iniziali di Enel, tra l'80% e il 90% dei suoi investimenti su base consolidata sarà allineato ai criteri della tassonomia europea grazie al suo sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

Inoltre, per il periodo di Piano Enel ha definito una politica di dividendi semplice, prevedibile e interessante: gli azio-

nisti riceveranno un dividendo per azione (DPS) fisso, garantito e crescente nei prossimi tre anni, con l'obiettivo di raggiungere i 0,43 euro per azione al 2023.

Nel 2021 sono previsti:

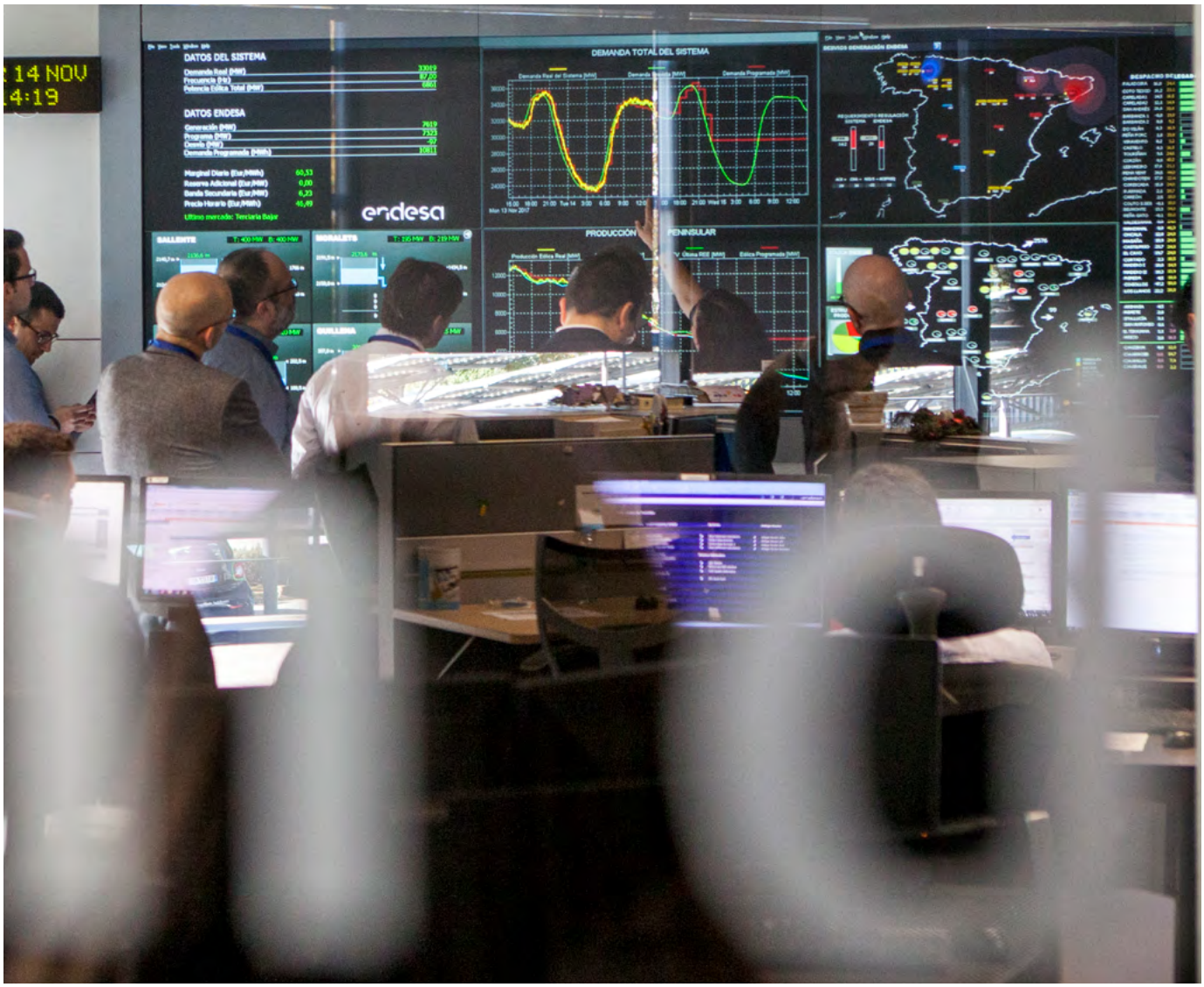
- l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, soprattutto in America Latina e Nord America, a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo;
- una crescita degli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità e della resilienza delle reti di distribuzione, specialmente in Italia e America Latina, nonché alla loro ulteriore digitalizzazione;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, soprattutto in Italia, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di 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 2021-2023 del Gruppo.

OBIETTIVI FINANZIARI

	2020 (1)	2021	2022	2023	CAGR 2020-2023
EBITDA ordinario (€mld)	17,9	18,7-19,3	19,7-20,3	20,7-21,3	+5%/+6%
Utile netto ordinario (€mld)	5,2	5,4-5,6	5,9-6,1	6,5-6,7	+8%/+9%
Dividendo per azione (€)	0,358	0,38	0,40	0,43	~6%

(1) La politica dei dividendi per l'esercizio 2020 prevede il pagamento di un dividendo pari all'importo più elevato tra 0,358 euro per azione e il 70% del risultato netto ordinario del Gruppo.



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 2020 – vale a dire al 18 marzo 2021 – 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 40 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 2019;
- trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 2) Celg Distribuição SA - Celg D (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 3) Cimarron Bend Wind Holdings I LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 4) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 5) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 6) EGPNA Preferred Wind Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 7) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 8) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 9) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas); 10) Empresa Eléctrica Panguipulli SA (società fusa per incorporazione in data 1° luglio 2020 in Parque Eólico Taltal SpA, società a sua volta fusa per incorporazione in data 1° agosto 2020 in Almeyda Solar SpA, società a sua volta fusa per incorporazione in data 1° gennaio 2021 in Enel Green Power Chile SA); 11) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 12) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 13) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 14) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 15) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 16) Enel Finance America LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 17) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro EGP Américas); 18) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 19) Enel Generación Costanera SA (società argentina del perimetro Enel Américas); 20) Enel Generación El Chocón SA (società argentina del perimetro Enel Américas); 21) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 22) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro EGP Américas); 23) Enel Green Power Chile SA (società fusa per incorporazione in data 4 marzo 2020 in Enel Green Power del Sur SpA, ridenominata Enel Green Power Chile SA); 24) Enel Green Power Chile SA (già Enel Green Power del Sur SpA, società cilena del perimetro Enel Chile); 25) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 26) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power); 27) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana del perimetro EGP Américas); 28) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 29) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power); 30) Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power); 31) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 32) Enel North America Inc. (società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 33) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas); 34) Enel Russia PJSC (società russa direttamente controllata da Enel SpA); 35) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel North America); 36) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 37) High Lonesome Wind Power LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 38) Red Dirt Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 39) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 40) Thunder Ranch Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America);

- 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 2020, 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 2020 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 e infra-annuali 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 al Bilancio consolidato: 44 "Strumenti finanziari per categoria", 45 "Risk management", 47 "Derivati ed hedge accounting" e 48 "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 2020.
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 55 del Bilancio consolidato.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene l'informativa sulle parti correlate e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 50 del Bilancio consolidato.

Costi di Ricerca e Sviluppo

Si rimanda a quanto commentato nel paragrafo "Innovazione e digitalizzazione" del capitolo "Performance & Metrics".

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 31.12.2020		al 31.12.2019	
Valori civilistici di Enel SpA	**2.326**	**30.743**	**4.792**	**29.586**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	687	(85.641)	211	(82.098)
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	4.091	78.099	4.428	75.304
Riserva di traduzione	-	(7.046)	-	(3.802)
Avviamento	(274)	13.779	(27)	14.241
Dividendi infragruppo	(4.146)	-	(7.160)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(74)	(1.609)	(70)	(2.854)
TOTALE GRUPPO	**2.610**	**28.325**	**2.174**	**30.377**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.012**	**14.032**	**1.302**	**16.561**
BILANCIO CONSOLIDATO	**3.622**	**42.357**	**3.476**	**46.938**



6

BILANCIO CONSOLIDATO

Risultato netto del Gruppo a 2.610 milioni di euro, +20% rispetto al 2019
La crescita è da ricondurre alla migliore gestione finanziaria e ai minori adeguamenti di valore.

Processo di transizione energetica
Il Gruppo ha proseguito il processo di transizione energetica con ulteriori adeguamenti di valore sugli impianti a carbone e accantonamenti per i piani di ristrutturazione dei processi di decarbonizzazione e digitalizzazione.

Effetti del cambiamento climatico
Nei processi valutativi il Gruppo ha tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo.

Effetti della pandemia da COVID-19
Nel corpo del testo delle Note di commento al Bilancio consolidato sono stati riportati gli impatti derivanti dalla pandemia da COVID-19.



PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2020	di cui con parti correlate	2019	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	9.a	62.623	*4.038*	77.366	*4.804*
Altri proventi	9.b	2.362	*10*	2.961	*16*
	[Subtotale]	**64.985**		**80.327**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile [1]	10.a	25.049	*5.385*	38.082	*7.189*
Servizi e altri materiali [1]	10.b	18.298	*2.958*	18.836	*2.617*
Costo del personale	10.c	4.793		4.634	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	10.d	1.285		1.144	
Ammortamenti e altri impairment	10.e	7.163		9.682	
Altri costi operativi [1]	10.f	2.202	*202*	2.693	*235*
Costi per lavori interni capitalizzati	10.g	(2.385)		(2.355)	
	[Subtotale]	**56.405**		**72.716**	
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	11	**(212)**	*1*	**(733)**	*11*
Risultato operativo		**8.368**		**6.878**	
Proventi finanziari da contratti derivati	12	1.315		1.484	
Altri proventi finanziari	13	2.763	*62*	1.637	*88*
Oneri finanziari da contratti derivati	12	2.256		1.142	
Altri oneri finanziari	13	4.485	*71*	4.518	*46*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		57		95	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14	(299)		(122)	
Risultato prima delle imposte		**5.463**		**4.312**	
Imposte	15	1.841		836	
Risultato delle continuing operations		**3.622**		**3.476**	
Risultato delle discontinued operations		**-**		**-**	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.622**		**3.476**	
Quota di interessenza del Gruppo		2.610		2.174	
Quota di interessenza di terzi		1.012		1.302	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,26*		*0,21*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,26*		*0,21*	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,26*		*0,21*	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,26*		*0,21*	

(1) I dati 2019 sono stati adeguati per tenere conto della riclassifica dalla voce "Altri costi operativi" alle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali" dei risultati da valutazione dei contratti di acquisto di commodity con consegna fisica (IFRS 9).

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2020	2019
Risultato netto dell'esercizio		**3.622**	**3.476**
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		(268)	39
Variazione del fair value dei costi di hedging		(99)	120
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(9)	(57)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(1)	5
Variazione della riserva di traduzione		(4.510)	(481)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefíci ai dipendenti		(353)	(502)
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		(21)	-
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	35	**(5.261)**	**(876)**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**(1.639)**	**2.600**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		(1.028)	1.745
- di terzi		(611)	855

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	17	78.718		79.809	
Investimenti immobiliari	20	103		112	
Attività immateriali	21	17.668		19.089	
Avviamento	22	13.779		14.241	
Attività per imposte anticipate	23	8.578		9.112	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24	861		1.682	
Derivati finanziari attivi non correnti	25	1.236	*21*	1.383	*15*
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	26	304		487	
Altre attività finanziarie non correnti	27	5.159	*1.144*	6.006	
Altre attività non correnti	29	2.494		2.701	
	[Totale]	**128.900**		**134.622**	
Attività correnti					
Rimanenze	31	2.401		2.531	
Crediti commerciali	32	12.046	*863*	13.083	*896*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	26	176		166	
Crediti per imposte sul reddito		446		409	
Derivati finanziari attivi correnti	25	3.471		4.065	*8*
Altre attività finanziarie correnti	28	5.113	*190*	4.305	*27*
Altre attività correnti	30	3.578	*164*	3.115	*183*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	5.906		9.029	
	[Totale]	**33.137**		**36.703**	
Attività classificate come possedute per la vendita	34	**1.416**		**101**	
TOTALE ATTIVITÀ		**163.453**		**171.426**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2020**		**al 31.12.2019**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(3)		(1)	
Altre riserve		(39)		1.130	
Utili e perdite accumulati		18.200		19.081	
	[Totale]	**28.325**		**30.377**	
Interessenze di terzi		**14.032**		**16.561**	
Totale patrimonio netto	35	**42.357**		**46.938**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	36	49.519	*984*	54.174	*715*
Benefici ai dipendenti	37	2.964		3.771	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	38	5.774		5.324	
Passività per imposte differite	23	7.797		8.314	
Derivati finanziari passivi non correnti	25	3.606		2.407	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	26	6.191	*161*	6.301	*151*
Altre passività non correnti	39	3.458		3.706	
	[Totale]	**79.309**		**83.997**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	36	6.345		3.917	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	3.168	*108*	3.409	*89*
Fondi rischi e oneri quota corrente	38	1.057		1.196	
Debiti commerciali	41	12.859	*2.205*	12.960	*2.291*
Debiti per imposte sul reddito		471		209	
Derivati finanziari passivi correnti	25	3.531		3.554	*8*
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	26	1.275	*16*	1.328	*39*
Altre passività finanziarie correnti	42	622		754	
Altre passività correnti	40	11.651	*37*	13.161	*30*
	[Totale]	**40.979**		**40.488**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	34	**808**		**3**	
Totale passività		**121.096**		**124.488**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**163.453**		**171.426**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 35)

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 2018	**10.167**	**7.489**	**–**	**–**	**2.034**	**2.262**	**(3.317)**	**(1.745)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	(9)	(1)	–	–	–	–	–
Riclassifiche	–	7	–	–	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Operazioni su non controlling interest	–	–	–	–	–	–	–	–
Variazione perimetro di consolidato	–	–	–	–	–	–	(220)	41
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	(265)	94
di cui:								
– utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*(265)*	*94*
– utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2019	**10.167**	**7.487**	**(1)**	**–**	**2.034**	**2.262**	**(3.802)**	**(1.610)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	(11)	(2)	–	–	–	–	–
Strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue	–	–	–	2.386	–	–	–	–
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	–	–	–	–	–	6	–	–
Riclassifica per effetto del "curtailment" di taluni piani a benefici definiti (IAS 19) a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro in Endesa"	–	–	–	–	–	–	–	–
Riclassifiche	–	–	–	–	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Operazioni su non controlling interest	–	–	–	–	–	–	(257)	(13)
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	(2.987)	(294)
di cui:								
– utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*(2.987)*	*(294)*
– utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2020	**10.167**	**7.476**	**(3)**	**2.386**	**2.034**	**2.268**	**(7.046)**	**(1.917)**

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
(258)	**16**	**(63)**	**(714)**	**(2.381)**	**(1.623)**	**19.853**	**31.720**	**16.132**	**47.852**
–	–	–	–	–	–	(3.050)	**(3.050)**	**(1.190)**	**(4.240)**
–	–	–	–	–	–	–	**(10)**	**–**	**(10)**
–	–	–	–	–	(7)	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	104	**104**	**170**	**274**
–	–	–	–	–	61	–	**61**	**593**	**654**
–	–	–	(11)	–	(3)	–	**(193)**	**1**	**(192)**
111	5	(56)	(318)	–	–	2.174	**1.745**	**855**	**2.600**
111	*5*	*(56)*	*(318)*	–	–	–	***(429)***	***(447)***	***(876)***
–	–	–	–	–	–	*2.174*	***2.174***	***1.302***	***3.476***
(147)	**21**	**(119)**	**(1.043)**	**(2.381)**	**(1.572)**	**19.081**	**30.377**	**16.561**	**46.938**
–	–	–	–	–	–	(3.487)	**(3.487)**	**(1.356)**	**(4.843)**
–	–	–	–	–	–	–	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**2.386**	**–**	**2.386**
–	–	–	–	–	–	–	**6**	**–**	**6**
–	–	–	106	–	–	(106)	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**–**	**(1)**
–	–	–	–	–	–	105	**105**	**147**	**252**
–	–	–	(28)	–	280	(2)	**(20)**	**(709)**	**(729)**
(95)	(22)	(9)	(231)	–	–	2.610	**(1.028)**	**(611)**	**(1.639)**
(95)	*(22)*	*(9)*	*(231)*	–	–	–	***(3.638)***	***(1.623)***	***(5.261)***
–	–	–	–	–	–	*2.610*	***2.610***	***1.012***	***3.622***
(242)	**(1)**	**(128)**	**(1.196)**	**(2.381)**	**(1.292)**	**18.200**	**28.325**	**14.032**	**42.357**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2020		2019	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato prima delle imposte		**5.463**		**4.312**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	10.d	1.285		1.144	
Ammortamenti e altri impairment	10.e	7.163		9.682	
(Proventi)/Oneri finanziari	12-13	2.606		2.443	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14	299		123	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.567)		(273)	
- rimanenze	31	(8)		318	
- crediti commerciali	32	(1.350)	*33*	(877)	*189*
- debiti commerciali	41	698	*(86)*	(51)	*(633)*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	26	(15)		(31)	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	26	(142)		154	
- altre attività e passività		(750)	*34*	214	*18*
Accantonamenti ai fondi		834		515	
Utilizzo fondi		(1.202)		(1.838)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	12-13	1.705	*62*	1.582	*88*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	12-13	(3.690)	*(71)*	(4.235)	*(46)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		188		(86)	
Imposte pagate	15	(1.575)		(1.850)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(1)		(268)	
Cash flow da attività operativa (A)		**11.508**		**11.251**	
Investimenti in attività materiali non correnti	17-20	(8.330)		(8.236)	
Investimenti in attività immateriali	21	(1.218)		(1.023)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(649)		(692)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	7	(33)		(320)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	7	154		688	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(41)		468	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(10.117)**		**(9.115)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	44.3	3.924		8.899	
Rimborsi di debiti finanziari	44.3	(1.950)	*(104)*	(5.511)	*(89)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(712)	*(176)*	355	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest		(1.067)		530	
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		588		-	
Acquisto azioni proprie		(13)		(10)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(4.742)		(3.957)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**(3.972)**		**306**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(497)**		**(76)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**(3.078)**		**2.366**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]		9.080		6.714	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]		6.002		9.080	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (63 milioni di euro al 1° gennaio 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.906 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (9.029 milioni di euro al 31 dicembre 2019), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (51 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 29 milioni di euro al 31 dicembre 2020.

NOTE DI COMMENTO

Base di preparazione

1. Forma e contenuto del Bilancio

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 2020 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 2020 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 il 18 marzo 2021.

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 2020 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 dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, 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 operations e di quello delle discontinued operations 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 operations.

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 relativa ai "Flussi finanziari" della Relazione sulla gestione.

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 e criteri di valutazione

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.
Inoltre, per quanto riguarda gli impatti della pandemia da COVID-19, le previsioni in merito alla futura evoluzione dell'attuale contesto macroeconomico, finanziario e di business in cui opera il Gruppo si caratterizzano per un elevato grado di incertezza, che si riflette sulle valutazioni e sulle stime effettuate dal management riguardo ai valori contabili delle attività e delle passività interessate da maggiore volatilità. A tale riguardo, nei paragrafi seguenti sono fornite informazioni specifiche sulle stime e i giudizi delle aree di bilancio maggiormente interessate dalla pandemia da COVID-19, anche sulla base delle informazioni disponibili al 31 dicembre 2020 e considerando lo scenario in continua evoluzione. Si rinvia alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni", alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 22 "Avviamento", alla nota 37 "Benefíci ai dipendenti" e alla nota 44 "Strumenti finanziari per categoria" per i principali impatti della pandemia da COVID-19.
Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ha ritenuto che il cambiamento climatico rappresenti 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 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 2020 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie e alle obbligazioni connesse agli impianti di generazione, incluse quelle per lo smantellamento e il ripristino dei siti. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 22 "Avviamento" e alla nota 38 "Fondi rischi e oneri".

Uso di stime

Ricavi provenienti da contratti con clienti

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre a quanto fatturato in base 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 il gas immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto del-

le eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.
Per ulteriori dettagli su tali ricavi si rimanda alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni"

Impairment delle attività non finanziarie
Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari, 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 22 "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.
Nello scenario attuale, l'analisi degli indicatori di riduzione di valore è diventata ancora più importante in quanto si è cercato anche di valutare se l'impatto della pandemia da COVID-19 abbia potuto ridurre il valore contabile di alcune attività non finanziarie al 31 dicembre 2020. Per questo motivo, il Gruppo ha attentamente considerato gli effetti della pandemia da COVID-19 nel determinare l'esistenza di eventuali indicazioni di impairment per le attività non finanziarie. Inoltre, in linea con il suo modello di business e nel contesto dell'accelerazione della decarbonizzazione 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 2030-2050 in base alle specificità dei business interessati.
Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli impatti relativi alla pandemia da COVID-19 e al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nella nota 22 "Avviamento".

Perdite attese su attività finanziarie
Alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e 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 alla vita residua del credito, 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/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.
Al fine di tenere conto degli effetti della pandemia da COVID-19 sull'impairment dei crediti commerciali, sono stati effettuati specifici adjustment rispetto ai risultati del modello di impairment adottato dal Gruppo in base all'IFRS 9 (c.d. "post-model adjustments"), determinati principalmente sulla base di un expert credit judgment basato sul peggioramento delle curve di incasso di taluni segmenti di clientela.
I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 44 "Strumenti finanziari per categoria".

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

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 riva-

lutato, 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 economico tecnica 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 48 "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 48.
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 in grado di cambiare rapidamente.

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 benefíci post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani per benefíci post-pensionamento.
I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di pensionamento, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi o riduzioni dei tassi di pensionamento e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.
Per quanto riguarda la pandemia da COVID-19, il Gruppo ha attentamente analizzato i possibili impatti della crisi economica generata dalla pandemia sulle ipotesi attuariali utilizzate nella valutazione delle passività attuariali e delle attività a servizio dei piani.
Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali adottate si rinvia alla nota 37.

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 38 "Fondi rischi e oneri".
La nota 53 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo alle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo.

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.

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 dell'IFRS 16 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 44 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2020 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 benefíci 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.

Laddove previsto, il Gruppo ha monitorato le tempistiche di recuperabilità delle imposte anticipate nonché quelle relative all'annullamento delle differenze temporanee deducibili, se presenti, come conseguenza della maggiore incertezza causata dalla pandemia da COVID-19.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 23.

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 strettamente interdipendenti fra loro e 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.

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 22 "Avviamento".

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.

A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, in applicazione dell'IFRS 10, il Gruppo ha consolidato integralmente talune società (Emgesa e Codensa) pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto, valutando quindi l'esistenza di requisiti che hanno portato al riscontro di situazioni di controllo *de facto*.
Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.
Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.
Al fine di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo a controllo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.
A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.
Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto.
Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in joint venture, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza esercitare il controllo o il controllo congiunto su queste politiche. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20%.
Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.
Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.
Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Applicazione dell'IFRIC 12 agli accordi per servizi in concessione

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 in Brasile.
Per ulteriori dettagli sulle infrastrutture utilizzate negli ac-

cordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 18.

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 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni").

Inoltre, nel corso dell'esercizio, il Gruppo ha attentamente monitorato gli effetti delle incertezze legate alla pandemia da COVID-19 sulla rilevazione dei propri ricavi, in particolare per quanto riguarda le principali aree impattate da significativi giudizi.

Individuazione del contratto

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e i 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.

Individuazione e adempimento delle obbligazioni di fare

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.

Determinazione del prezzo dell'operazione

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.

Valutazione "principal/agent"

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.

Ripartizione del prezzo dell'operazione

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.

Costi del contratto

Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.

Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefíci derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza storica (per es., il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

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.
Al fine di 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 44 "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.
Inoltre, nel corso dell'esercizio, il Gruppo ha attentamente monitorato gli eventuali effetti delle incertezze legate alla pandemia da COVID-19 sulle proprie relazioni di copertura.
Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 47.1 "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 sub-paragrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla nota 19 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.
Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.
Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla nota 15 "Imposte".

2.2 Princípi contabili 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, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. 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.

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 2020 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. Tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore. 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 del Gruppo nella società collegata o joint venture, derivanti da variazioni nelle voci del prospetto delle altre componenti di Conto economico complessivo della partecipata. La quota di pertinenza del Gruppo di tali variazioni è rilevata tra le altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.
I dividendi ricevuti da partecipazioni in società collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.
Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota di interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.
I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono preparati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, 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, tali attività sono sottoposte a verifica per riduzione di valore in conformità allo IAS 36. 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 è 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, partecipava già in un'attività a controllo congiunto senza detenerne il controllo congiunto), l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto non deve essere rimisurata.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

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 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 provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

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 tiene conto delle 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 nel paragrafo "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 di tempo 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 benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.
Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	10-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	7-85 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-60 anni
- altre opere idrauliche fisse	5-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	3-59 anni
- componenti turbogas	3-59 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	3-59 anni
- altre opere idrauliche fisse	3-62 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20-25 anni
- turbine e generatori	25-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 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	20-30 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-20 anni
- impianti di illuminazione artistica	20 anni
Linee di trasporto	12-50 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	5-55 anni
- reti di media e bassa tensione	5-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	3-34 anni
- gruppi di misura bilancio energia	3-30 anni
- contatori elettronici	6-35 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 benefici 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 residua 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 economico-tecnica (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 2067.
Talune società operanti nella generazione in Argentina, Brasile e Messico 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 al 2088.

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 nel paragrafo "Immobili, impianti e macchinari".
Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono generalmente classificate come attività derivanti da contratti con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.
Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

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 era o conteneva 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 a ciascuna componente leasing una parte del corrispettivo del contratto 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	7
Diritti di superficie relativi a impianti da fonti rinnovabili	30
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 48 "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 esposte 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, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. 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 la stessa continua 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	2-26 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	2-50 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	1-40 anni
Attività immateriali da accordi per servizi in concessione:	
- generate internamente	-
- acquisite	5 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	1-28 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 per l'ottenimento dei contratti con i clienti capitalizzati 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 benefíci 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 sono 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 in base alla formula 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 e quote europee di emissioni di CO_2) non utilizzati per 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. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono preventivamente allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.
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 parte delle clausole contrattuali dello strumento (ossia, trade date).
I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo dell'operazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando il Gruppo applica l'espediente pratico consentito dall'IFRS 15.
Diversamente, il Gruppo valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti summenzionati al loro fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non 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 cumulate (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.
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 società non quotate 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 partecipazioni in società quotate 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 su: i 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.
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 alla vita residua del credito, 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 per l'intera vita residua 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 sull'intera vita residua 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 pari alle perdite attese per l'intera durata residua 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 44 "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.

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.
Per maggiori dettagli sull'hedge accounting, si rinvia alla nota 47 "Derivati ed hedge accounting".
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.

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) non si qualificano per la "own use exemption" e sono rilevati come derivati al fair value rilevato a Conto economico solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dal Gruppo.

Di conseguenza, a partire dalla data di negoziazione, tali contratti sono rilevati al FVTPL o come "Altri ricavi" in caso di contratti di vendita di elementi non finanziari (si rimanda alla nota "Ricavi") o come "Acquisti di energia elettrica,

gas e combustibili" o "Servizi e altri materiali" in caso di contratti di acquisto di elementi non finanziari (si rimanda, rispettivamente, alla nota 10.a "Energia elettrica, gas e combustibile" e alla nota 10.b "Servizi e altri materiali").
Il Gruppo analizza costantemente tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, 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 sono 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 operations

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 posseduti 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 rilevate a Conto economico nell'ambito delle continuing operations.
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 operations.

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 operations 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 raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le discontinued operations 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 operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.

I certificati verdi 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 derivanti da contratti con i clienti, con conseguente decremento delle relative rimanenze.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO_2, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali 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) i 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.

Benefíci ai dipendenti

La passività relativa ai benefíci riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefíci definiti o per altri benefíci a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefíci 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 benefíci 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 benefíci definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale massimale).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefíci 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 incrementare 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 data di riferimento del bilancio, 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 data di riferimento del bilancio, 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 e Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche.
Gli ultimi piani di incentivazione di lungo termine prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura azionaria e da una componente monetaria.
Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni Enel, è stato approvato un programma di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani. Per ulteriori dettagli circa i piani di incentivazione basati su azioni, si rinvia alla nota 49 "Pagamenti basati su azioni".
Il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale e stima indirettamente il loro valore, e il corrispondente incremento del patrimonio netto, facendo riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni Enel) alla data di assegnazione.
Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni Enel (sulla Borsa di Milano), tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali le azioni sono stati assegnate (a eccezione delle condizioni di maturazione escluse dalla misurazione del fair value).
Il costo di queste operazioni con pagamento basato su azioni è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo in cui le condizioni di servizio e di rendimento sono soddisfatte (periodo di maturazione).
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 servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato saranno soddisfatte, cosicché l'importo rilevato alla fine si basa sul numero di strumenti rappresentativi di capitale che effettivamente soddisfanno le condizioni di servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato 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 rendimento diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di servizio. Per contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte le condizioni di mercato o di non maturazione, purché si-

ano soddisfatte tutte le altre condizioni di rendimento e/o di servizio.

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 benefíci 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 rispetto ai benefíci 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 delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento 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 in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai 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.

Il Gruppo applica questo principio cardine utilizzando il modello costituito da cinque fasi (step) previsto dall'IFRS 15:

> individuazione del contratto con il cliente (step 1).

Il Gruppo applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i criteri forniti dallo step 1.

Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti sono generalmente rilevati come anticipi;

> individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).

Il Gruppo identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.

Come eccezione, il Gruppo contabilizza come unica obbligazione di fare 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.

Nel valutare l'esistenza e la natura delle obbligazioni di fare, il Gruppo considera tutti gli elementi del contratto analizzati nello step 1.

Per ciascun bene o servizio distinto, il Gruppo determina se agisce in qualità di "principal" o "agent", a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima che il controllo degli stessi sia trasferito al cliente. Quando il Gruppo agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto;

> determinazione del prezzo dell'operazione (step 3).

Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corrispettivo cui 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).

Il Gruppo determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.

Nel determinare il prezzo dell'operazione, il Gruppo considera se il prezzo dell'operazione include corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente, corrispettivi da pagare al cliente e una componente di finanziamento significativa;

> ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4).

All'inizio del contratto il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.

Quando il contratto include un'opzione per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo, il Gruppo alloca il prezzo dell'operazione a tale obbligazione di fare (ossia, l'opzione) e differisce i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o la scadenza dell'opzione.

Il Gruppo, generalmente, ripartisce il prezzo dell'operazione sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso nel contratto (ovvero, il prezzo al quale il Gruppo venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);

> rilevazione dei ricavi (step 5).

Il Gruppo rileva i ricavi quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta con il trasferimento del bene o servizio promesso al cliente, ovvero quando il cliente ne acquisisce il controllo.

A tal fine, come prima cosa, il Gruppo determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto. Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input" e applicando un unico metodo di valutazione dei progressi realizzati dall'inizio del contratto fino al suo completo adempimento, in modo uniforme a obbligazioni di fare analoghe e in circostanze analoghe.

Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili.

Se l'obbligazione di fare non è adempiuta nel corso del tempo, il Gruppo determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando se gli indicatori di trasferimento del controllo collettivamente indicano che il cliente ha ottenuto il controllo.

Secondo il tipo di transazione, i criteri generali dell'IFRS 15 utilizzati sono riepilogati di seguito:

— i ricavi delle vendite di beni sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se il Gruppo considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;

— i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati sulla base

dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, valutati con un adeguato metodo che meglio riflette tali progressi, se il Gruppo considera che l'obbligazione è adempiuta nel corso del tempo. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a misurare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio.

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, non vengono fornite le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare.

Maggiori dettagli riguardo l'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Se il Gruppo adempie l'obbligazione di fare trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, il Gruppo rileva un'attività derivante da contratti con i clienti in relazione al diritto di ottenere il corrispettivo in cambio dei beni o servizi trasferiti al cliente.

Se il cliente paga il corrispettivo prima che si verifichi il trasferimento dei beni o servizi al cliente medesimo, il Gruppo rileva una passività derivante da contratti con i clienti nel momento in cui è effettuato il pagamento (o in cui il pagamento è dovuto); tale passività sarà rilevata come ricavo quando il Gruppo adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

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 FVTPL ai sensi dell'IFRS 9;
- variazioni del fair value di contratti 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.

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. 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.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefíci 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 ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili agli azionisti della Capogruppo 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.
In particolare, 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 2020.

- "*Modifiche all'IFRS 3 - Definizione di un'attività aziendale*", emesso a ottobre 2018 per aiutare le società a determinare se un insieme integrato di attività e beni acquisito sia o meno un'attività aziendale. In particolare, le modifiche chiariscono che un'attività aziendale, considerata come un insieme integrato di attività e beni, deve includere almeno un fattore di produzione e un processo sostanziale che, insieme, contribuiscono in modo significativo alla capacità di creare output. Pertanto, le modifiche chiariscono che un'attività aziendale non può esistere senza includere i fattori di produzione e i processi sostanziali necessari per creare gli output. La definizione di "output", così come modificata, si focalizza sui beni e servizi forniti ai clienti, sui proventi da investimenti e altri proventi, ed esclude i rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefíci economici.
- "*Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 - Definizione di rilevante*", emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di "rilevanza" fra princípi e il *Conceptual Framework for Financial Reporting*, e per chiarire alcuni aspetti della sua definizione. La nuova definizione prevede quanto segue: "un'informazione è rilevante se è ragionevole presumere che la sua omissione, errata indicazione od occultamento potrebbe influenzare le decisioni che gli utilizzatori principali dei bilanci redatti per scopi di carattere generale prendono sulla base di questi bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie circa la specifica entità che redige il bilancio". Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono che:
  - l'"occultamento dell'informazione" riguarda situazioni per le quali l'effetto, per gli utilizzatori principali dei bilanci, è analogo a quello dell'omissione o errata indicazione dell'informazione la cui rilevanza è valutata nel contesto del bilancio, considerato nel suo insieme;
  - gli "utilizzatori primari dei bilanci", ai quali tali bilanci sono diretti, sono "investitori, finanziatori e altri creditori esistenti e potenziali" che devono fare affidamento su bilanci redatti per scopi di carattere generale per gran parte delle informazioni finanziarie di cui hanno bisogno; e
  - la "rilevanza" dipende dalla natura o dall'entità dell'informazione, presa singolarmente o in combinazione con altre informazioni, nel contesto del bilancio; una errata indicazione dell'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che influenzerà le decisioni adottate dagli utilizzatori principali dei bilanci.
- "*Modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, e all'IFRS 7 - Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse*", emesso a settembre 2019. Le modifiche: (i) prevedono delle deroghe temporanee che consentano alle relazioni di copertura di continuare durante il periodo di incertezza fino a quando non saranno definiti tassi alternativi privo di rischio dalla *Interbank Offered Rates (IBORs) Reform*; e (ii) richiedono di fornire informative aggiuntive sulle relazioni di copertura che sono direttamente influenzate dalle incertezze. Al riguardo, va notato che la riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti delle relazioni di copertura e i risultati finanziari netti appena saranno definiti i tassi alternativi.
- "*Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS*", emesso a marzo 2018. Il documento delinea le modifiche ai princípi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al *Revised Conceptual Framework*. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*, emesso a marzo 2018 e applicabile dal 1° gennaio 2020, che prevede alcuni concetti nuovi, definizioni e criteri di rilevazione aggiornati, nonché chiarimenti su alcuni concetti importanti. Le modifiche principali includono:
  - l'aumento della rilevanza della gestione delle risorse economiche da parte del management ai fini dell'informativa finanziaria;
  - il ripristino della prudenza come componente a supporto della neutralità;
  - la definizione di entità che redige il bilancio (reporting entity), che può essere un'entità legale o parte di essa;
  - la revisione delle definizioni di attività e passività;
  - la rimozione della soglia di probabilità ai fini della recognition e l'aggiunta, al contempo, di linee guida per la derecognition;
  - l'aggiunta di linee guida su diverse basi di valutazione; e
  - l'affermazione che l'utile o la perdita è il principale indicatore di performance e che, in linea di principio, ricavi e costi nelle altre componenti di Conto economico complessivo devono essere riciclati a Conto economico qualora ciò aumenti la rilevanza o la rappresentazione fedele del bilancio.

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 iperinflaziona-

te". 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 2020 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 2020 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 rispettivamente alla data del 31 dicembre 2018, del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2020.

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%

Nel 2020 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 57 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2020, 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 31.12.2019	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2020
Totale attività	**857**	313	(208)	**962**
Totale passività	**164**	86	(58)	**192**
Patrimonio netto	**693**	227 (1)	(150)	**770**

(1) Il dato include il risultato netto dell'esercizio pari a 25 milioni di euro.

Milioni di euro			
	Effetto IAS 29	**Effetto IAS 21**	**Totale effetto**
Ricavi	119	(199)	(80)
Costi	169 [1]	(177) [2]	(8)
Risultato operativo	**(50)**	**(22)**	**(72)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(4)	(4)	(8)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	57	-	57
Risultato prima delle imposte	**3**	**(26)**	**(23)**
Imposte	28	(3)	25
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**(25)**	**(23)**	**(48)**
Quota di interessenza del Gruppo	-	(10)	(10)
Quota di interessenza di terzi	(25)	(13)	(38)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 49 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (18) milioni di euro.

5. Informazioni relative a tematiche non finanziarie

Informativa relativa alla pandemia da COVID-19

Data la complessità dell'attuale contesto, il Gruppo ha monitorato attentamente l'evoluzione della pandemia da COVID-19 riguardo alle principali aree di interesse e nei principali Paesi in cui opera, in linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute nei public statements[1] pubblicati nei mesi di marzo, maggio, luglio e ottobre 2020, e della CONSOB, di cui ai "Richiami di attenzione" n. 6/2020 del 9 aprile 2020, n. 8/2020 del 16 luglio 2020 e n. 1/2021 del 16 febbraio 2021.

Il Gruppo ha analizzato gli impatti della pandemia da COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica, che sono anche riflessi nelle ipotesi sottostanti il Piano Industriale del Gruppo, identificando altresì i principali rischi e incertezze cui risulta esposto, come riportato nel paragrafo "Risk management" della Relazione sulla gestione. Inoltre, per quanto riguarda gli effetti generati dalla pandemia da COVID-19 al 31 dicembre 2020 si rimanda allo specifico paragrafo "Impatti economici da COVID-19" della Relazione sulla gestione.

Coerentemente con l'informativa di cui ai precedenti paragrafi della Relazione sulla gestione, il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 fornisce ulteriori specifiche informazioni riguardanti la pandemia da COVID-19, basate su peculiari circostanze aziendali e sulla disponibilità di informazioni affidabili, al fine di evidenziare il suo impatto sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica del Gruppo a quella data.

A tale proposito, per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie della pandemia da COVID-19, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alle note relative a voci specifiche.

Informativa relativa al cambiamento climatico

Il Gruppo sta progredendo nel suo impegno a guidare la transizione energetica, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21) e gli Obiettivi di Sostenibilità Globale (Sustainable Development Goals) fissati dalle Nazioni Unite. In particolare, il Gruppo è pienamente impegnato nello sviluppo di un modello di business sostenibile di lungo termine, coerente con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi di raggiungere una riduzione delle emissioni di CO_2 e di contenere l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali. Sin dal 2019, il Gruppo ha ufficialmente ribadito questo impegno, rispondendo all'appello ad agire delle Nazioni Unite ed essendo l'unica azienda italiana a firmare l'impegno di limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C e di raggiungere emissioni zero entro il 2050.

Questi obiettivi rappresentano la base per il Piano Strategico 2021-2030 presentato a novembre 2020, che si fonda sulla leadership da parte del Gruppo del processo di transizione energetica attraverso la de-carbonizzazione del suo mix di generazione, l'elettrificazione dei consumi, nonché la creazione di piattaforme digitali per lo sviluppo di nuovi modelli di business e operativi.

Il Gruppo ha considerato i rischi relativi al cambiamento climatico e gli obiettivi dell'Accordo di Parigi nella redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2020, che riflette adeguatamente l'effetto del raggiungimento di zero emissioni nette entro il 2050 su attività, passività, profitti e perdite, incorporandone gli impatti rilevanti e prevedibili come richiesto dal Framework dei princípi contabili internazionali esistenti.

(1) ESMA 71-99-1290 dell'11 marzo 2020; ESMA 32-63-951 del 25 marzo 2020; ESMA 31-67-742 del 27 marzo 2020; ESMA 32-63-972 del 20 maggio 2020; ESMA 32-61-417 del 21 luglio 2020 ed ESMA 32-63-1041 del 28 ottobre 2020.

Inoltre, in ottemperanza al documento pubblicato dalla Fondazione IFRS il 20 novembre 2020[2], il Gruppo fornisce esplicite informazioni nelle Note al presente Bilancio consolidato relativamente a come le implicazioni attinenti al cambiamento climatico siano riflesse in bilancio.

Per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie relative agli argomenti legati al cambiamento climatico, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alle note relative a voci specifiche.

Le assunzioni contabili utilizzate per la redazione del Bilancio consolidato 2020 sono coerenti con l'informativa sui rischi derivanti dal cambiamento climatico riportata nel paragrafo "Risk management" della Relazione sulla gestione, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

6. Rideterminazione dei dati comparativi

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note al presente Bilancio consolidato sono omogenei e confrontabili tra di loro. A tal proposito si segnala che con riferimento ai contratti stipulati per l'acquisto o la vendita di elementi non finanziari con consegna fisica che non si qualificano per la "own use exemption" e quindi misurati al fair value a Conto economico (nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9), il Gruppo ne ha leggermente modificato la rilevazione contabile durante il 2020 attraverso una semplice riclassifica di costi tra due linee di Conto economico permettendo così una più stretta correlazione tra costi e ricavi unitamente a un'informazione più pertinente; questa riclassifica non ha avuto impatti né sull'utile netto né sul patrimonio netto.

Più in dettaglio nel 2019 la precedente contabilizzazione di tali transazioni su elementi non finanziari prevedeva la rilevazione in:

- "Altri ricavi" delle variazioni del fair value dei contratti di vendita così come, alla data di regolamento, dei relativi ricavi unitamente agli effetti, a Conto economico, della eliminazione contabile degli strumenti finanziari derivati attivi o passivi;
- "Altri costi operativi" delle variazioni del fair value dei contratti di acquisto così come, alla data di regolamento, in "Energia elettrica, gas e combustibile" o "Servizi e altri materiali" dei relativi costi unitamente agli effetti, a Conto economico, della eliminazione contabile degli strumenti finanziari derivati attivi o passivi.

L'attuale contabilizzazione di tali transazioni su elementi non finanziari (si veda il paragrafo "Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari" all'interno della nota 2.2 "Princípi contabili significativi") prevede invece la rilevazione in:

- "Altri ricavi" delle variazioni del fair value dei contratti di vendita così come, alla data di regolamento, dei relativi ricavi unitamente agli effetti, a Conto economico, della eliminazione contabile degli strumenti finanziari derivati attivi o passivi;
- "Energia elettrica, gas e combustibile" delle variazioni del fair value dei contratti di acquisto;
- "Energia elettrica, gas e combustibile" o "Servizi e altri materiali" dei relativi costi alla data di regolamento unitamente agli effetti, a Conto economico, della eliminazione contabile degli strumenti finanziari derivati attivi o passivi.

Conseguentemente la sola differenza tra i due periodi a confronto ha riguardato la riclassifica dei valori 2019 delle variazioni del fair value dei contratti di acquisto di elementi non finanziari dalla voce "Altri costi operativi" alle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e " Servizi e altri materiali".

(2) "Effects of climate-related matters on financial statements" che integra un articolo scritto su questo argomento da Nick Anderson, membro dell'International Accounting Standards Board, a novembre 2019.

IMPATTI SUL CONTO ECONOMICO

Milioni di euro

		2019	Riclassifiche	2019 Rideterminato
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		77.366		77.366
Altri proventi		2.961		2.961
	[Subtotale]	**80.327**		**80.327**
Costi				
Energia elettrica, gas e combustibile		33.755	4.327	38.082
Servizi e altri materiali		18.580	256	18.836
Costo del personale		4.634		4.634
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		1.144		1.144
Ammortamenti e altri impairment		9.682		9.682
Altri costi operativi		7.276	(4.583)	2.693
Costi per lavori interni capitalizzati		(2.355)		(2.355)
	[Subtotale]	**72.716**		**72.716**
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity		**(733)**		**(733)**
Risultato operativo		**6.878**		**6.878**
Proventi finanziari da contratti derivati		1.484		1.484
Altri proventi finanziari		1.637		1.637
Oneri finanziari da contratti derivati		1.142		1.142
Altri oneri finanziari		4.518		4.518
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		95		95
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(122)		(122)
Risultato prima delle imposte		**4.312**		**4.312**
Imposte		836		836
Risultato delle continuing operations		**3.476**		**3.476**
Risultato delle discontinued operations		**-**		**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.476**		**3.476**
Quota di interessenza del Gruppo		2.174		2.174
Quota di interessenza di terzi		1.302		1.302
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,21*
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,21*
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,21*
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,21*

Inoltre, nel corso dell'anno corrente, sono stati effettuati alcuni adeguamenti dei dati economici riferiti al 31 dicembre 2019 per tener conto del fatto che, con decorrenza 31 marzo 2020, in America Latina i dati afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

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.

Variazioni nell'area di consolidamento

7. Principali acquisizioni e cessioni del periodo

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2019

- In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l'operazione di cessione del 100% della Mercure Srl, società nella quale era stato precedentemente conferito il ramo d'azienda costituito dalla centrale a biomasse Mercure e dai relativi rapporti giuridici. A fronte di tale cessione è stato pattuito un corrispettivo pari a 168 milioni di euro;
- in data 14 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America (EGPNA, ora ridenominata Enel North America - ENA), del 100% di 13 società titolari di impianti operativi da fonti rinnovabili, da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), joint venture detenuta al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services;
- in data 27 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA (EGP), tramite la controllata statunitense per le rinnovabili EGPNA (ora ENA) di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili con sede a Lenexa, in Kansas. EGP ha incorporato l'intera piattaforma di sviluppo di Tradewind che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti. Nell'accordo era inoltre prevista la cessione, avvenuta nel mese di giugno, di Savion società controllata al 100% da Tradewind;
- in data 30 aprile 2019 Enel X Italia ha acquistato il 100% di Yousave SpA, società italiana che opera nel settore dei servizi energetici, fornendo assistenza ai grandi consumatori di energia;
- in data 31 maggio 2019 è stata finalizzata, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda, la cessione del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio in Brasile. Il corrispettivo totale dell'operazione ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro;
- in data 14 novembre 2019 acquisizione da parte di Enel X Srl del 55% di Paytipper, istituto di pagamento convenzionato che offre alla propria clientela servizi finanziari che facilitino la vita quotidiana; al contratto è assegnata una put option del 45%.

2020

- Nel corso del mese di gennaio 2020 è stata ceduta la società di progetto Wild Plains detenuta al 100% da Tradewind. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili nel Conto economico;
- in data 11 maggio 2020 Endesa Energía ha venduto l'80% di Endesa Soluciones per un ammontare di 21 milioni di euro. Tale partecipazione, precedentemente consolidata integralmente, è ora valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 7 luglio 2020 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU per un valore complessivo di 40 milioni di euro;
- in data 14 settembre Endesa Generación Portugal ha acquisito il 100% di Suggestion Power (Unipessoal) Lda per un valore complessivo di 6 milioni di euro;
- in data 17 settembre 2020 Enel X International ha acquistato il 60% di Viva Labs AS per un valore complessivo di 3 milioni di euro;
- Enel Green Power Panama ha acquistato nel corso del 2020 il 100% di Jaguito Solar e Progreso Solar per un valore complessivo di 2 milioni 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:

- cessione, nel corso del 2020, di alcune joint venture detenute al 50%, incluse nel portafoglio idroelettrico di Enel North America. L'intero portafoglio era stato classificato già a dicembre 2019 come posseduto per la vendita in accordo all'IFRS 5. La plusvalenza riconosciuta a Conto economico ammonta a 2 milioni di euro;
- Enel SpA ha incrementato nel corso del 2020 la propria quota di interessenza in Enel Américas del 5,03% in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 65%;
- Enel SpA ha aumentato la propria quota di interessenza in Enel Chile del 2,89% in base a quanto previsto dai due contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 64,93%.

Acquisizioni minori

Si precisa che per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO

Milioni di euro	Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU	Suggestion Power (Unipessoal) Lda	Viva Labs AS	Jaguito Solar, Progreso Solar
Attività nette acquisite	**40**	**6**	**-**	**-**
Costo dell'acquisizione	**40**	**6**	**3**	**2**
(di cui versati per cassa)	*14*	*3*	*2*	*2*
Avviamento/(Negative goodwill)	-	-	3	2

Acquisizione di Paytipper

Nel corso del 2020 la società Paytipper, acquisita da Enel X Srl il 23 dicembre 2019, ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività acquisite e delle passività assunte. Le principali rettifiche rispetto al valore contabile sono riconducibili all'iscrizione dell'attività immateriale relativa alla piattaforma tecnologica e ai correlati effetti fiscali.

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 23 dicembre 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 23 dicembre 2019
Attività nette acquisite	**4**	**39**	**43**
Costo dell'acquisizione	**22**	**1**	**23**
Avviamento/(Negative goodwill)	18	-	(20)

A seguito dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto è stato rilevato un negative goodwill a Conto economico nel corso del 2020.
Il prezzo di acquisizione, pari a complessivi 24,5 milioni di euro, include una contingent consideration di 18,3 milioni di euro legata all'esercizio di una put option. Il valore della put option è stato stimato sulla base del meccanismo incluso nell'accordo parasociale e utilizzando il margine operativo lordo prospettico indicato nel business plan approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Segmenti operativi

8. Dati economici e patrimoniali per Linea di Business

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.
Come già commentato nella nota 6 al Bilancio consolidato, l'informativa settoriale è stata riformulata dal momento che, con decorrenza marzo 2020, taluni grandi clienti della Generazione sono stati riattribuiti al settore Retail in Sud America e Messico..
Al fine di garantire una piena comparabilità dei dati commentati alla luce della nuova ripartizione tra settore primario e secondario dell'informativa IFRS 8 si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2019.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione presente nella Relazione sulla gestione.

Risultati per Linea di Business del 2020 e del 2019

RISULTATI 2020 (1)

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	19.350	7.409	17.824	17.647	970	1.803	(18)	64.985
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.454	283	1.518	11.861	151	67	(15.334)	-
Totale ricavi	**20.804**	**7.692**	**19.342**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**(15.352)**	**64.985**
Totale costi	18.570	3.113	11.909	26.651	969	1.911	(15.166)	47.957
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
Ammortamenti	778	1.252	2.597	366	150	172	28	5.343
Impairment	950	728	621	1.079	18	11	1	3.408
Ripristini di valore	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)
Risultato operativo	**15**	**2.734**	**4.262**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.368**
Investimenti	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

RISULTATI 2019 (1) (2)

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	30.480	7.344	20.092	19.537	967	1.901	6	80.327
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.532	373	1.697	13.062	163	80	(16.907)	-
Totale ricavi	**32.012**	**7.717**	**21.789**	**32.599**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**
Totale costi	29.972	3.143	13.511	29.194	972	1.855	(16.757)	61.890
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Ammortamenti	1.142	1.241	2.692	333	145	171	26	5.750
Impairment	4.031	99	371	930	111	33	1	5.576
Ripristini di valore	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
Risultato operativo	**(3.525)**	**3.260**	**5.277**	**2.210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6.878**
Investimenti	**851**	**4.293** (3)	**3.905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9.947**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.
(3) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per Linea di Business

AL 31 DICEMBRE 2020

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	10.747	30.655	36.718	154	516	699	10	79.499
Attività immateriali	184	4.883	21.490	3.775	676	418	79	31.505
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4	1	340	-	42	14	79	480
Crediti commerciali	2.670	2.053	6.493	4.034	358	755	(4.311)	12.052
Altro	1.433	1.095	2.674	756	297	769	(812)	6.212
Attività operative	**15.038** (1)	**38.687** (2)	**67.715**	**8.719**	**1.889** (3)	**2.655**	**(4.955)**	**129.748**
Debiti commerciali	2.816	2.751	5.405	4.678	426	868	(4.061)	12.883
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	147	152	7.172	42	5	8	(60)	7.466
Fondi diversi	3.528	947	3.794	400	46	603	479	9.797
Altro	1.133	1.434	7.856	2.245	179	1.101	284	14.232
Passività operative	**7.624**	**5.284** (4)	**24.227**	**7.365**	**656**	**2.580**	**(3.358)**	**44.378**

(1) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 855 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 35 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

AL 31 DICEMBRE 2019 (1)

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	11.863	30.351	36.333	160	442	663	11	79.823
Attività immateriali	134	4.697	23.782	3.624	605	466	29	33.337
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	-	482	-	53	75	43	653
Crediti commerciali	3.181	1.711	7.703	3.838	607	676	(4.633)	13.083
Altro	1.426	1.421	1.654	543	1.098	1.283	(1.350)	6.075
Attività operative	**16.604** (2)	**38.180** (3)	**69.954** (4)	**8.165**	**2.805**	**3.163**	**(5.900)**	**132.971**
Debiti commerciali	3.375	2.192	5.417	5.030	414	949	(4.417)	12.960
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	199	167	7.271	75	5	16	(104)	7.629
Fondi diversi	3.410	903	4.412	494	34	578	459	10.290
Altro	1.074	1.843	8.867	2.642	415	1.451	(503)	15.789
Passività operative	**8.058**	**5.105**	**25.967** (5)	**8.241**	**868**	**2.994**	**(4.565)**	**46.668**

(1) I dati comparativi del 2019 sono stati adeguati per tener conto del fatto che, a partire dal 2020, in Sud America e Messico i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.
(2) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro		
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**
Totale attività	**163.453**	**171.426**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	861	1.682
Derivati finanziari attivi non correnti	1.236	1.383
Altre attività finanziarie non correnti	5.159	6.006
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.539	1.587
Altre attività finanziarie correnti	5.113	4.305
Derivati finanziari attivi correnti	3.471	4.065
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.906	9.029
Attività per imposte anticipate	8.578	9.112
Crediti tributari	1.294	1.206
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	548	80
Attività di settore	**129.748**	**132.971**
Totale passività	**121.096**	**124.488**
Finanziamenti a lungo termine	49.519	54.174
Derivati finanziari passivi non correnti	3.606	2.407
Finanziamenti a breve termine	6.345	3.917
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.168	3.409
Altre passività finanziarie correnti	622	754
Derivati finanziari passivi correnti	3.531	3.554
Passività di imposte differite	7.797	8.314
Debiti per imposte sul reddito	471	209
Debiti tributari diversi	886	1.082
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	773	-
Passività di settore	**44.378**	**46.668**

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

9.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 62.623 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Vendite energia elettrica [1]	34.745	39.584	(4.839)	-12,2%
Trasporto energia elettrica [1]	10.710	10.931	(221)	-2,0%
Corrispettivi da gestori di rete	932	866	66	7,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.395	1.625	(230)	-14,2%
Vendite gas	2.718	3.294	(576)	-17,5%
Trasporto gas	611	617	(6)	-1,0%
Vendite di combustibili	602	914	(312)	-34,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	759	785	(26)	-3,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	732	749	(17)	-2,3%
Vendite certificati ambientali	35	36	(1)	-2,8%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	862	918	(56)	-6,1%
Altre vendite e prestazioni	764	720	44	6,1%
Totale ricavi IFRS 15	**54.865**	**61.039**	**(6.174)**	**-10,1%**
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	7.513	10.775	(3.262)	-30,3%
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica (IFRS 9)	224	5.519	(5.295)	-95,9%
Altri ricavi diversi	21	33	(12)	-36,4%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**62.623**	**77.366**	**(14.743)**	**-19,1%**

(1) Nell'ambito della Distribuzione in Colombia, per una migliore rappresentazione si è proceduto a riclassificare talune partite riconducibili alla voce "Trasporto di energia elettrica" che in precedenza venivano rilevate nella voce "Vendite di energia elettrica". Al fine di garantire l'omogeneità e la comparabilità dei dati sono stati riclassificati gli importi afferenti al 2019 per un valore complessivo pari a 461 milioni di euro.

I ricavi da "Vendite di energia elettrica" si attestano a 34.745 milioni di euro e si sono ridotti di 4.839 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-12,2%). Tale riduzione è principalmente dovuta:

- ai minori ricavi da vendita dell'energia elettrica ai clienti finali in Spagna (1.390 milioni di euro) e Italia (808 milioni di euro), sia nel mercato regolato sia in quello libero, soprattutto per gli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19 che ha comportato nel mercato libero una diminuzione dei volumi di vendita relativi ai clienti Business to Business;
- a una significativa riduzione dei ricavi in America Latina (2.248 milioni di euro) in particolare per il deprezzamento delle valute locali rispetto all'euro e per la contrazione dei volumi e dei prezzi medi applicati alle vendite;
- alla riduzione dei ricavi da parte di Enel Global Trading (82 milioni di euro) conseguente alle minori vendite sul mercato spot in Italia principalmente per effetto della contrazione dei prezzi dell'energia;
- ai minori ricavi in Russia (362 milioni di euro) a seguito della vendita dell'impianto a carbone Reftinskaya avvenuta a ottobre 2019.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2020 a 10.710 milioni di euro, con un decremento di 221 milioni di euro riconducibile principalmente alla riduzione dell'energia trasportata sulla rete per gli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19.

I "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono in diminuzione di 230 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per l'entrata in vigore dei nuovi parametri di remunerazione 2020-2025 della generazione extra-peninsulare in Spagna a seguito della diminuzione della domanda e dell'incremento dei prezzi delle materie prime.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2020 sono pari a 2.718 milioni

di euro (3.294 milioni di euro nel 2019) con un decremento di 576 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione, registrata soprattutto in Spagna e in Italia, risente delle minori quantità vendute anche per effetto dell'emergenza sanitaria COVID-19.

I ricavi per vendita di combustibili si riducono di 312 milioni di euro per i minori volumi intermediati da Enel Global Trading, anche per effetto della transizione energetica avviata dal Gruppo e la conseguente minore generazione convenzionale.

Le vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) e i risultati delle valutazioni al fair value di tali contratti si riducono complessivamente di 8.557 milioni di euro per i minori volumi negoziati e per la contrazione dei prezzi sul mercato spot.

La tabella seguente espone gli oneri netti relativi ai contratti di acquisto e vendita di commodity con consegna fisica misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Contratti di vendita di commodity energetiche con consegna fisica (nello scope IFRS 9)				
Energia elettrica				
Vendite di energia elettrica	2.478	4.278	(1.800)	-72,6%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di energia elettrica	156	988	(832)	-
Totale energia	**2.634**	**5.266**	**(2.632)**	**-**
Gas				
Vendite di gas	4.723	6.235	(1.512)	-32,0%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di gas	123	4.296	(4.173)	-
Totale gas	**4.846**	**10.531**	**(5.685)**	**-**
Certificati ambientali				
Vendite di certificati ambientali	312	262	50	16,0%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di certificati ambientali	(55)	235	(290)	-
Totale certificati ambientali	**257**	**497**	**(240)**	**-93,4%**
TOTALE RICAVI	**7.737**	**16.294**	**(8.557)**	**-**
Contratti di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica (nello scope IFRS 9)				
Energia elettrica				
Acquisti di energia elettrica	4.011	7.064	(3.053)	-76,1%
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica	(155)	233	(388)	-
Totale energia	**3.856**	**7.297**	**(3.441)**	**-89,2%**
Gas				
Acquisti di gas	4.664	6.575	(1.911)	-41,0%
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di gas	(185)	4.094	(4.279)	-
Totale gas	**4.479**	**10.669**	**(6.190)**	**-**
Certificati ambientali				
Acquisti di certificati ambientali	301	1.060	(759)	-
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali	71	256	(185)	-
Totale certificati ambientali	**372**	**1.316**	**(944)**	**-**
TOTALE COSTI	**8.707**	**19.282**	**(10.575)**	**-**
VALORE NETTO RICAVI/(COSTI)	**(970)**	**(2.988)**	**2.018**	**-**

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) relativi al 2020 ammontano complessivamente a 54.865 milioni di euro e sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	2020															
	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	**21.107**	**441**	**16.355**	**460**	**13.433**	**200**	**1.418**	**580**	**586**	**51**	**67**	**79**	**16**	**72**	**52.982**	**1.883**

Milioni di euro	2019															
	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	**22.635**	**522**	**17.860**	**785**	**15.573**	**503**	**1.383**	**934**	**646**	**27**	**76**	**81**	**7**	**7**	**58.180**	**2.859**

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro		
	2020	**2019**
Italia	23.968	26.420
Europa		
Iberia	16.173	18.265
Francia	503	1.259
Svizzera	99	217
Germania	1.860	3.746
Austria	66	173
Slovenia	2	40
Romania	1.322	1.311
Grecia	110	73
Bulgaria	9	8
Belgio	18	26
Repubblica Ceca	33	152
Ungheria	165	418
Russia	533	897
Olanda	2.743	6.553
Regno Unito	399	726
Altri Paesi europei	78	(22)
America		
Stati Uniti	502	501
Canada	25	18
Messico	218	233
Brasile	6.666	7.752
Cile	2.811	3.263
Perù	1.118	1.261
Colombia	2.022	2.243
Argentina	816	1.323
Panama	136	169
Altri		
Africa	79	92
Asia	149	249
Totale	**62.623**	**77.366**

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/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali	Un contratto di vendita 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. In tali casi, per la rilevazione dei ricavi, 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.	I ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali sono rilevati quando le commodity sono erogate al cliente e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e i relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.

Tipo di prodotto/ servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Princípi contabili
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 una "spesa anticipata e non rimborsabile" il cui pagamento 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.
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.

9.b Altri proventi – *Euro 2.362 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Contributi in conto esercizio	12	19	(7)	-36,8%
Contributi per certificati ambientali	342	475	(133)	-28,0%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	24	25	(1)	-4,0%
Rimborsi vari	371	521	(150)	-28,8%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	15	325	(310)	-95,4%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	58	79	(21)	-26,6%
Premi per continuità del servizio	40	32	8	25,0%
Altri proventi	1.500	1.485	15	1,0%
Totale	**2.362**	**2.961**	**(599)**	**-20,2%**

I "Contributi per certificati ambientali", pari a 342 milioni di euro, si riducono di 133 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente in e-distribuzione per minori contributi ricevuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) per i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) soprattutto per le minori quantità gestite.

I "Rimborsi vari" si riducono prevalentemente per la rilevazione nel 2019 del rimborso previsto contrattualmente a seguito dell'esercizio dell'opzione di recesso, da parte di un grande cliente industriale, dalle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro afferenti alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading e 80 milioni afferenti alla Linea di Business Enel Green Power).

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 15 milioni di euro nel 2020 e si riduce di 310 milioni di euro soprattutto per la rilevazione nel 2019:

- della plusvalenza relativa alla cessione di Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro);
- del negative goodwill (pari a 181 milioni di euro), derivante dall'allocazione definitiva del prezzo di acquisto (i) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (106 milioni di euro) e (ii) di Tradewind che da società collegata è passata a essere una società controllata al 100% (negative goodwill pari a 75 milioni di euro);
- delle plusvalenze pari a 42 milioni di euro derivanti dalle cessioni di Gratiot e Outlaw, due progetti rinnovabili sviluppati da Tradewind.

Negli "Altri proventi" si registra un incremento di 15 milioni di euro dovuto prevalentemente alla rilevazione nel 2020:

- di maggiori proventi in e-distribuzione per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete in base alle delibere 50/2018 e 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (158 milioni di euro);
- dell'incremento in Enel North America dei proventi per tax partnership (139 milioni di euro), degli altri ricavi derivanti da indennizzi e contenzioso (31 milioni di euro) e dalla vendita del progetto eolico Haystack (45 milioni di euro);
- di proventi per l'eco-bonus relativo alla riqualificazione energetica e sismica in Enel X Italia (20 milioni di euro);
- del negative goodwill relativo all'acquisto della società Paytipper a seguito della chiusura del processo di purchase price allocation (20 milioni di euro).

Nel 2019, tale voce includeva principalmente proventi per:

- la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo, di 50 milioni di euro, connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta da e-distribuzione in Enel Rete Gas;
- l'accordo transattivo di Edesur (233 milioni di euro) con il Governo argentino che sanava pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016;
- l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (98 milioni di euro).

Nella tabella seguente è rappresentata una disaggregazione "Ricavi" per area di attività in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.

Milioni di euro	2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	**Enel Green Power**	**Infrastrutture e Reti**	**Mercati finali**	**Enel X**	**Servizi**	**Altro, elisioni e rettifiche**	**Totale**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	20.242	7.150	18.381	29.151	1.026	1.841	(15.168)	62.623
Altri proventi	562	542	961	357	95	29	(184)	2.362
Totale ricavi	**20.804**	**7.692**	**19.342**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**(15.352)**	**64.985**
				2019				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.705	7.157	20.599	32.098	1.011	1.946	(17.150)	77.366
Altri proventi	307	560	1.190	501	119	35	249	2.961
Totale ricavi	**32.012**	**7.717**	**21.789**	**32.599**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**

Costi

10.a Energia elettrica, gas e combustibile – *Euro 25.049 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Energia elettrica [1]	16.158	20.449	(4.291)	-21,0%
Gas [1]	7.952	10.706	(2.754)	-25,7%
Risultati da contratti di acquisto di energia e gas (IFRS 9)	(340)	4.327	(4.667)	-
Combustibile nucleare	117	125	(8)	-6,4%
Altri combustibili	1.162	2.475	(1.313)	-53,1%
Totale	**25.049**	**38.082**	**(13.033)**	**-34,2%**

(1) I dati del 2019 sono stati adeguati per tenere conto della riclassifica dalla voce "Altri costi operativi" dei risultati da valutazione dei contratti di acquisto di commodity con consegna fisica (IFRS 9).

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" si decrementano prevalentemente a causa dei minori volumi acquistati in regime di prezzi medi decrescenti, dovuti principalmente agli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19..

La diminuzione dei costi per l'acquisto di "Gas" riflette il decremento delle quantità intermediate, principalmente per i minori volumi di produzione, nonché la riduzione del costo di acquisto del gas. In particolare, quest'ultima risente anche del beneficio economico derivante dalla finalizzazione dell'accordo con NLNG sulla price review applicata alle forniture nigeriane.

Gli acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) e i risultati delle valutazioni al fair value di tali contratti registrano una riduzione di 4.667 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente riconducibile alla commodity gas (4.279 milioni di euro).

La riduzione della voce "Altri combustibili" è principalmente dovuta ai minori volumi di produzione termoelettrica e include la svalutazione dei magazzini combustibili connessi agli impianti a carbone in Italia e in Spagna in conseguenza del processo di transizione energetica.

10.b Servizi e altri materiali – *Euro 18.298 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Vettoriamenti passivi	9.619	9.879	(260)	-2,6%
Manutenzioni e riparazioni	1.127	1.145	(18)	-1,6%
Telefonici e postali	172	181	(9)	-5,0%
Servizi di comunicazione	116	142	(26)	-18,3%
Servizi informatici	823	806	17	2,1%
Godimento beni di terzi	396	382	14	3,7%
Altri servizi	3.648	3.935	(287)	-7,3%
Acquisto di certificati ambientali	673	481	192	39,9%
Risultati da contratti da acquisto di certificati ambientali (IFRS 9) (1)	71	256	(185)	-72,3%
Altri materiali	1.653	1.629	24	1,5%
Totale	**18.298**	**18.836**	**(538)**	**-2,9%**

(1) I dati del 2019 sono stati adeguati per tenere conto della riclassifica dalla voce "Altri costi operativi" dei risultati da valutazione dei contratti di acquisto di commodity con consegna fisica (IFRS 9).

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.298 milioni di euro nel 2020, registrano un decremento di 538 milioni di euro rispetto all'esercizio 2019 soprattutto per:

- i minori vettoriamenti passivi, principalmente in Spagna, Cile e Brasile, connessi ai minori volumi trasportati;
- la riduzione degli "Altri servizi" pari a 287 milioni di euro e dovuta essenzialmente alla contrazione dei costi per servizi connessi al business dell'energia elettrica e del gas (93 milioni di euro), di quelli legati al business dei servizi a valore aggiunto (40 milioni di euro) e delle spese per viaggi e trasferte (85 milioni di euro).

Tutti gli effetti sopra citati hanno sostanzialmente risentito delle misure introdotte per contrastare la pandemia da COVID-19.

10.c Costo del personale – *Euro 4.793 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Salari e stipendi	3.133	3.240	(107)	-3,3%
Oneri sociali	824	875	(51)	-5,8%
Trattamento di fine rapporto	103	103	-	-
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	(485)	108	(593)	-
Incentivi all'esodo	152	101	51	50,5%
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	882	-	882	-
Altri costi	184	207	(23)	-11,1%
Totale	**4.793**	**4.634**	**159**	**3,4%**

Il costo del personale dell'esercizio 2020, pari a 4.793 milioni di euro, registra un incremento di 159 milioni di euro. L'organico del Gruppo diminuisce di 1.536 risorse, a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (565 risorse) dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo e delle variazioni di perimetro (-971 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla cessione dell'impianto di Reftinskaya GRES in Russia;
- alla cessione di impianti idroelettrici negli Stati Uniti;
- all'acquisizione della società Viva Labs.

La diminuzione dei "Salari e stipendi" riflette sostanzialmente le minori consistenze medie e totali dell'esercizio 2020.

La diminuzione dei "Benefíci successivi al rapporto di lavoro e altri benefíci a lungo termine" per 593 milioni di euro è principalmente dovuta alla modifica, in Spagna, del beneficio dello sconto energia ai dipendenti conseguente al rinnovo contrattuale e all'entrata in vigore del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*, che ha portato al rilascio del relativo fondo per 515 milioni di euro.
Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2020 ammontano a 1.034 milioni di euro, in aumento di 933 milioni di euro, principalmente in Spagna per l'accantonamento al fondo *Plan de Salida* per 783 milioni di euro, per la soppressione dell'opzione estintiva dell'accordo individuale relativamente alla sospensione del rapporto di lavoro per determinati contratti individuali conseguente alla firma del nuovo contratto collettivo già citato in precedenza, e in Italia per le cessazioni dei rapporti di lavoro in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") applicate principalmente nel corso del 2018.

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 2020.

N.	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2020	2019	2020-2019	al 31.12.2020
Manager	1.397	1.375	22	1.397
Middle manager	11.258	11.016	242	11.592
White collar	36.027	35.066	961	35.883
Blue collar	18.396	20.846	(2.450)	17.845
Totale	**67.078**	**68.303**	**(1.225)**	**66.717**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

10.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – *Euro 1.285 milioni*

Milioni di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Impairment di crediti commerciali	1.505	1.239	266	21,5%
Impairment di altri crediti	46	116	(70)	-60,3%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.551**	**1.355**	**196**	**14,5%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(194)	(202)	8	4,0%
Ripristini di valore di altri crediti	(72)	(9)	(63)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(266)**	**(211)**	**(55)**	**-26,1%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E DI ALTRI CREDITI	**1.285**	**1.144**	**141**	**12,3%**

La voce, pari a 1.285 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 si incrementano complessivamente di 141 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2019, soprattutto in Italia, principalmente a seguito degli effetti derivanti dalla pandemia da COVID-19.

10.e Ammortamenti e altri impairment – *Euro 7.163 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Immobili, impianti e macchinari	4.118	4.481	(363)	-8,1%
Investimenti immobiliari	2	3	(1)	-33,3%
Attività immateriali	1.223	1.266	(43)	-3,4%
Altri impairment	1.857	4.221	(2.364)	-56,0%
Altri ripristini di valore	(37)	(289)	252	-87,2%
Totale	**7.163**	**9.682**	**(2.519)**	**-26,0%**

La variazione negativa della voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2020 risente essenzialmente delle svalutazioni effettuate nel 2019 su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro e dei conseguenti minori ammortamenti rilevati nel corso del 2020.

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dall'impairment rilevato nel corso del 2020 sull'impianto a carbone cileno di Bocamina II (737 milioni di euro);
- dagli adeguamenti di valore di taluni impianti in Italia per 135 milioni di euro, tra cui l'unità 2 della centrale di Brindisi;
- dagli adeguamenti di valore delle CGU di Messico, Argentina e Australia per un importo complessivo di 750 milioni di euro;
- da altri adeguamenti di valore per 159 milioni di euro, di cui i più rilevanti sono relativi agli impianti di produzione di pannelli solari in Enel Green Power Italia (65 milioni di euro) e di Snyder negli Stati Uniti (47 milioni di euro).

Si evidenzia che gli impairment sugli impianti a carbone rilevati negli anni 2020 e 2019 sono legati al raggiungimento dell'obiettivo strategico del Gruppo relativo alla decarbonizzazione dei processi produttivi e che nell'effettuazione dei test di impairment si è tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico.

10.f Altri costi operativi – *Euro 2.202 milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	90	430	(340)	-79,1%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	277	416	(139)	-33,4%
Oneri per acquisto di certificati verdi	61	62	(1)	-1,6%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	65	76	(11)	-14,5%
Imposte e tasse	1.130	1.035	95	9,2%
Altri	579	674	(95)	-14,1%
Totale (1)	**2.202**	**2.693**	**(491)**	**-18,2%**

(1) I dati del 2019 sono stati adeguati per tenere conto della riclassifica dalla voce "Altri costi operativi" alle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali" dei risultati da valutazione dei contratti di acquisto di commodity con consegna fisica (IFRS 9).

Gli altri costi operativi si riducono di 491 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente prevalentemente per i minori oneri di compliance ambientale in Italia e per la rilevazione nel 2019 di minusvalenze in Enel North America principalmente per la cessione di alcune società titolari di impianti eolici e valutate con il metodo del patrimonio netto.

Tali effetti sono in parte compensati da maggiori imposte e tasse in Spagna principalmente a seguito della sospensione temporanea per il solo esercizio 2019 dell'imposta sulla produzione di energia elettrica e sui combustibili nella generazione elettrica termo-convenzionale e nucleare (Regio Decreto Legge n. 15/2018), oltre che dell'introduzione da luglio 2020 di una nuova "ecotassa" nella regione catalana.

10.g Costi per lavori interni capitalizzati – *Euro (2.385) milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Personale	(836)	(899)	63	-7,0%
Materiali	(846)	(980)	134	-13,7%
Altri	(703)	(476)	(227)	-47,7%
Totale	**(2.385)**	**(2.355)**	**(30)**	**-1,3%**

Gli oneri capitalizzati si incrementano di 30 milioni di euro principalmente per effetto dello sviluppo interno e della realizzazione di nuovi impianti nella Linea di Business Enel Green Power e per le nuove iniziative commerciali intraprese nella Linea di Business Enel X.

11. Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity – *Euro (212) milioni*

Milioni di euro				
	2020	**2019**	**2020-2019**	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	76	200	(124)	-62,0%
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico	4.904	1.311	3.593	-
Totale proventi	**4.980**	**1.511**	**3.469**	**-**
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(132)	(23)	(109)	-
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico	(5.060)	(2.221)	(2.839)	-
Totale oneri	**(5.192)**	**(2.244)**	**(2.948)**	**-**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA DERIVATI SU COMMODITY	**(212)**	**(733)**	**521**	**-71,1%**

Gli oneri netti derivanti da derivati su commodity ammontano a 212 milioni di euro nel 2020 (oneri netti per 773 milioni di euro nel 2019), così composti:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 56 milioni di euro (proventi netti per 177 milioni di euro nel 2019);
- oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 156 milioni di euro (oneri netti 910 milioni di euro nel 2019);

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 47 "Derivati ed hedge accounting".

12. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – *Euro (941) milioni*

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	639	1.120	(481)	-42,9%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	676	364	312	85,7%
Totale proventi	**1.315**	**1.484**	**(169)**	**-11,4%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(1.945)	(538)	(1.407)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(311)	(604)	293	-48,5%
Totale oneri	**(2.256)**	**(1.142)**	**(1.114)**	**97,5%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(941)**	**342**	**(1.283)**	**-**

Gli oneri netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 941 milioni di euro nel 2020 (mentre nel 2019 si rilevavano proventi netti per 342 milioni di euro), così composti:

> oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 1.306 milioni di euro (proventi netti per 582 milioni di euro nel 2019) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;

> proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 365 milioni di euro (oneri netti per 240 milioni di euro nel 2019).

I risultati netti rilevati nel 2019 su derivati sia di copertura sia di trading si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 47 "Derivati ed hedge accounting".

13. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – *Euro (1.665) milioni*

ALTRI PROVENTI FINANZIARI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	110	126	(16)	-12,7%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	69	162	(93)	-57,4%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**179**	**288**	**(109)**	**-37,8%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	**-**	**-**	**-**	**-**
Differenze positive di cambio	**2.182**	**915**	**1.267**	**-**
Proventi da partecipazioni	**23**	**4**	**19**	**-**
Proventi da iperinflazione	**529**	**832**	**(303)**	**-36,4%**
Altri proventi	**379**	**430**	**(51)**	**-11,9%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**3.292**	**2.469**	**823**	**33,3%**

Gli altri proventi finanziari, pari a 3.292 milioni di euro, registrano un incremento di 823 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile prevalentemente alle maggiori differenze cambi, in parte compensate con la riduzione dei proventi derivanti dall'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine (-303 milioni di euro). Si rimanda per maggiori dettagli alla nota 4 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2020.

ALTRI ONERI FINANZIARI

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	291	386	(95)	-24,6%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.887	2.030	(143)	-7,0%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	149	183	(34)	-18,6%
Totale interessi passivi	**2.327**	**2.599**	**(272)**	**-10,5%**
Differenze negative di cambio	**1.245**	**1.229**	**16**	**1,3%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**109**	**135**	**(26)**	**-19,3%**
Attualizzazione altri fondi	**150**	**186**	**(36)**	**-19,4%**
Oneri da partecipazioni	**1**	**2**	**(1)**	**-50,0%**
Oneri da iperinflazione	**472**	**737**	**(265)**	**-36,0%**
Altri oneri	**653**	**367**	**196**	**53,4%**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**4.957**	**5.255**	**(298)**	**-5,7%**

Gli altri oneri finanziari, pari a 4.957 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 298 milioni di euro rispetto al 2019. Tale variazione risente in particolare dei minori interessi passivi sul debito per 272 milioni di euro soprattutto sui prestiti obbligazionari e dei minori oneri derivanti dall'applicazione dello IAS 29 in Argentina per 265 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'adeguamento di valore del credito relativo alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne per 401 milioni di euro.

14. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (299) milioni*

Milioni di euro

	2020	2019	2020-2019	
Proventi da partecipazione in società collegate	131	120	11	9,2%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(430)	(242)	(188)	-77,7%
Totale	**(299)**	**(122)**	**(177)**	**-**

Gli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementano, rispetto all'anno precedente, di 177 milioni di euro. Tale variazione è da ricondurre, sostanzialmente, all'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding per 433 milioni di euro avvenuto a seguito del general term agreement firmato in data 22 dicembre 2020 tra Enel Produzione ed EPH, che ha modificato alcuni termini e condizioni del contratto sottoscritto in data 18 dicembre 2015 (come già modificato nel corso del 2018) concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne. Tale effetto negativo è stato in parte compensato:

- dal risultato positivo di OpEn Fiber, che aumenta di 60 milioni di euro rispetto al 2019, per effetto soprattutto del beneficio fiscale registrato dalla società per il riallineamento al decreto legge n. 104/2020;
- dai 25 milioni di euro di proventi contabilizzati a settembre 2020 in Spagna su Nuclenor a seguito della chiusura con esito positivo di un contenzioso;
- dalla rilevazione nel 2019 degli effetti derivanti dal riacquisto di 13 società da EGPNA REP che hanno comportato la rilevazione di una minusvalenza (88 milioni di euro) nella stessa EGPNA REP.

15. Imposte – *Euro 1.841 milioni*

CE RF

Milioni di euro	2020	2019	2020-2019	
Imposte correnti	1.898	2.137	(239)	-11,2%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(168)	(132)	(36)	-27,3%
Totale imposte correnti	**1.730**	**2.005**	**(275)**	**-13,7%**
Imposte differite	180	(567)	747	-
Imposte anticipate	(69)	(602)	533	-88,5%
TOTALE	**1.841**	**836**	**1.005**	**-**

Il maggiore ammontare delle imposte del 2020 rispetto all'esercizio precedente è ascrivibile essenzialmente alla fiscalità anticipata associata agli impairment legati al processo di decarbonizzazione rilevati nel 2019, mentre gli adeguamenti di valore di talune attività riferite a Slovenské elektrárne e la svalutazione del credito finanziario di Enel Produzione verso EP Slovakia BV per la cessione della stessa partecipazione non hanno sostanzialmente associate imposte anticipate.

Inoltre, il carico fiscale si è incrementato da quanto rilevato nell'esercizio precedente e di seguito riepilogato:

- il rilascio di 494 milioni di euro di imposte differite di Enel Distribuição São Paulo a seguito della fusione con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);
- il raggiungimento dell'accordo con l'amministrazione finanziaria in merito al regime opzione "Patent Box" che ha consentito una tassazione agevolata per i redditi derivanti dall'utilizzo di proprietà intellettuali (53 milioni di euro);
- le minori imposte (per 35 milioni di euro) rilevate in Argentina, dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del "*revalúo impositivo*". Tale regime – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva – consente di rivalutare fiscalmente determinate attività materiali con conseguente iscrizione di imposte differite attive a fronte della maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti in futuro;
- il riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP;
- la deducibilità fiscale dell'avviamento derivante dalla fusione di GasAtacama in Enel Generación Chile.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 23.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro	2020		2019	
Risultato prima delle imposte	5.463		4.312	
Imposte teoriche	1.311	24,0%	1.035	24,0%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	202		93	
Reversal di imposte differite in Brasile	-		(494)	
Effetto netto su fiscalità differita rilevata con sfasamento temporale	16		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	-		(33)	
Patent Box in Italia	-		(53)	
Rivalutazione fiscale di talune attività in Argentina	-		(35)	
IRAP	249		235	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	63		88	
Totale	**1.841**		**836**	

16. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della consistenza media delle azioni proprie acquisite a servizio del Piano di incentivazione a lungo termine (LTI) e pari a 2.067.594 del valore nominale di 1 euro (348.092 al 31 dicembre 2019). Il valore puntuale delle azioni proprie al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 è rispettivamente pari a 3.269.152 e 1.549.152 del valore nominale di 1 euro. Per ulteriori approfondimenti sulle azioni proprie si rimanda alla nota 49 "Pagamenti basati su azioni".

	2020	2019	2020-2019	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.610	2.174	436	20,1%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.610	2.174	436	20,1%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	10.166.679.946	-	-
Numero medio di azioni ordinarie, al netto delle azioni proprie	10.164.612.352	10.166.331.854	(1.719.502)	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,26	0,21	0,05	23,8%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,26	0,21	0,05	23,8%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

17. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 78.718 milioni*

SP RF

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2020 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	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	663	10.265	160.068	527	1.471	2.614	427	8.266	184.301
Fondo ammortamento	-	5.469	96.604	366	1.149	613	291	-	104.492
Consistenza al 31.12.2019	**663**	**4.796**	**63.464**	**161**	**322**	**2.001**	**136**	**8.266**	**79.809**
Investimenti	2	277	2.780	23	81	4	7	5.155	8.329
Passaggi in esercizio	8	188	2.711	1	57	19	13	(2.997)	-
Differenze di cambio	(26)	(287)	(2.475)	(1)	(23)	(90)	(1)	(907)	(3.810)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	(9)	-	(15)	(1)	-	15	(10)
Dismissioni	(1)	(3)	(81)	(1)	(15)	(40)	-	(8)	(149)
Ammortamenti	-	(174)	(3.515)	(26)	(92)	(280)	(31)	-	(4.118)
Impairment	(8)	(65)	(1.091)	-	-	(10)	-	(369)	(1.543)
Ripristini di valore	-	-	31	-	-	-	-	-	31
Altri movimenti	(1)	75	15	(14)	17	572	-	261	925
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(226)	-	-	-	-	(520)	(746)
Totale variazioni	**(26)**	**11**	**(1.860)**	**(18)**	**10**	**174**	**(12)**	**630**	**(1.091)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	637	10.263	159.411	523	1.487	2.994	443	8.896	184.654
Fondo ammortamento	-	5.456	97.807	380	1.155	819	319	-	105.936
Consistenza al 31.12.2020	**637**	**4.807**	**61.604**	**143**	**332**	**2.175**	**124**	**8.896**	**78.718**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.083 milioni di euro (8.976 milioni di euro al 31 dicembre 2019), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 3.808 milioni di euro (4.267 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.626 milioni di euro (3.911 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 19.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2020 per tipologia, includendo anche quelli riferiti alle attività immateriali e immobiliari. Tali investimenti, complessivamente pari a 9.548 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2019 di 289 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro		
	2020	**2019**
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	452	602
- idroelettrici	332	382
- geotermoelettrici	145	145
- nucleari	137	130
- con fonti energetiche alternative	4.007	3.695
Totale impianti di produzione	**5.073**	**4.954**
Reti di distribuzione di energia elettrica [1]	3.288	3.213
Enel X (e-mobility, e-city, e-industries, e-home)	303	270
Customer Retail	460	449
Altro	424	373
TOTALE [2]	**9.548**	**9.259**

(1) I valori del 2020 non considerano 649 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (692 milioni di euro nel 2019).
(2) Il dato del 2019 include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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 in Cile e a impianti eolici negli Stati Uniti, in Russia, in Sudafrica, in India e in Italia.
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 (3.288 milioni di euro). L'incremento di 75 milioni di euro è riconducibile soprattutto ai maggiori investimenti in Italia e Romania per attività di manutenzione sulle reti e maggiori richieste di connessione, parzialmente compensato dalla contrazione registrata soprattutto in Sud America per i minori investimenti in sviluppo e qualità. Gli investimenti in contatori elettronici si sono ridotti a causa del rallentamento delle attività di sostituzione massiva dei contatori per effetto dell'emergenza COVID-19.
Enel X, nel percorso di transizione verso la sostenibilità dei centri urbani, credendo nel ruolo chiave della mobilità elettrica, ha investito soprattutto nel business e-City, in particolare in Colombia, con il progetto e-BUS. In Italia, a seguito dell'introduzione di misure di rilancio dell'economia e con l'obiettivo di incentivare interventi volti alla riqualificazione energetica e messa in sicurezza sismica, Enel X ha sostenuto maggiori investimenti per lo sviluppo del business e-Home associato all'iniziativa Vivi Meglio.

L'impatto negativo dei cambi per 3.810 milioni di euro è connesso principalmente al generale deprezzamento delle valute sudamericane rispetto all'euro.
Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2020 si riferiscono principalmente alla vendita di una quota detenuta nella società spagnola Endesa Soluciones SLU, a oggi partecipata al 14%, nonché all'acquisizione del controllo da parte di Enel Green Power Italia in alcune società delle rinnovabili.

Gli impairment risultano pari a 1.543 milioni di euro e sono riconducibili prevalentemente al processo di decarbonizzazione avviato nel Gruppo, che ha portato alla svalutazione, nel corso del 2020, della centrale di Bocamina II e di alcuni asset di talune centrali termoelettriche italiane, oltre all'unità 2 della centrale di Brindisi Sud. Si segnala, inoltre, che il Gruppo nell'effettuazione dei test di impairment ha tenuto conto degli impatti derivanti dal cambiamento climatico.
Tale voce, inoltre, a seguito di impairment test ha risentito

anche delle svalutazioni degli asset effettuate in Australia a seguito del peggioramento delle condizioni di mercato e in Messico per:

- l'aumento degli oneri regolatori per effetto delle leggi recentemente approvate ("Porteo");
- la minore generazione dovuta a vincoli normativi e di impianti con particolare riferimento a Dolores;
- il deconsolidamento dell'impianto idroelettrico.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente agli impianti delle società sudafricane del Round 4, di Enel Green Power Bulgaria nonché all'impianto di storage della società Tynemouth Energy Storage.

Gli "Altri movimenti" includono l'accantonamento degli oneri smantellamento e ripristino impianti per 142 milioni di euro, i nuovi contratti di leasing per 569 milioni di euro nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 154 milioni di euro (150 milioni di euro nel 2019) di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	2020	Tasso %	2019	Tasso %	2020-2019	
Enel Green Power	-	-	4	1,2%	(4)	-
Enel Green Power Brazil	12	2,4%	16	5,8%	(4)	-25,0%
Enel Green Power North America	10	0,2%	16	0,2%	(6)	-37,5%
Enel Green Power México	23	4,1%	36	7,0%	(13)	-36,1%
Enel Green Power South Africa	47	6,3%	17	6,4%	30	-
Gruppo Enel Américas	7	5,8%	14	8,3%	(7)	-50,0%
Gruppo Enel Chile	21	7,2%	12	8,0%	9	75,0%
Gruppo Endesa (1)	3	1,7%	3	1,8%	-	-
Gruppo EGP Spagna	-	-	3	1,8%	(3)	-
Gruppo Enel Russia	10	7,2%	5	9,13%	5	-
Gruppo EGP India	1	7,5%	3	7,5%	(2)	-66,7%
Gruppo EGP Australia	1	3,4%	-		1	-
Enel Green Power Colombia	2	1,3%	-		2	-
Enel Produzione	4	4,3%	9	4,8%	(5)	-55,6%
Nuove Energie	1	0,5%	-		1	-
Enel Green Power Italia	1	3,3%	-		1	-
Enel Green Power Chile	4	4,6%	-		4	-
Enel Finance International	15	1,8%	21	1,6%	(6)	-28,6%
Totale (2)	**162**		**159**		**3**	**1,9%**

(1) Il valore del 2020 del Gruppo EGP Spagna è incluso nel Gruppo Endesa.
(2) Il valore totale del 2020 include anche 7 milioni di euro di oneri finanziari capitalizzati relativi a immobilizzazioni immateriali (1 milione di euro nel 2019) e 1 milione di euro riferito ad altre attività non correnti (8 milioni di euro nel 2019).

Al 31 dicembre 2020, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 6.409 milioni di euro.

18. 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 31.12.2020	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2020	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2020
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	6 anni	Sì	52	678	442
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	8 anni	Sì	40	475	412
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	26 anni	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	26 anni	No	-	21	-
Enel Distribuição Goiás	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	25 anni	No	165	35	461
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	27 anni	No	-	226	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	8 anni	No	40	823	621
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2002-2022	11 anni	No	-	46	172
Totale							**297**	**2.309**	**2.108**

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 48 "Attività e passività misurate al fair value".

19. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2020.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2019	**545**	**601**	**488**	**367**	**2.001**
Incrementi	241	109	16	194	560
Differenza cambi	(40)	(16)	(21)	(13)	(90)
Ammortamento	(30)	(119)	(33)	(98)	(280)
Altri movimenti	(9)	(24)	29	(12)	(16)
Totale al 31.12.2020	**707**	**551**	**479**	**438**	**2.175**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2019	**1.964**
Incrementi	441
Pagamenti	(208)
Altri movimenti	(129)
Totale al 31.12.2020	**2.068**
di cui a medio lungo termine	*1.821*
di cui a breve termine	*247*

Viene precisato che nel corso del 2020, nonostante gli effetti della pandemia, non sono state apportate modifiche o rinegoziazioni alle clausole contenute nei contratti di leasing.

Milioni di euro	
	2020
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	280
Interessi passivi sulle passività del leasing	66
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	42
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	1
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	17
Totale	**406**

20. Investimenti immobiliari – *Euro 103 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2020 ammontano a 103 milioni di euro e presentano un decremento pari a 9 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	157
Fondo ammortamento	45
Consistenza al 31.12.2019	**112**
Investimenti	1
Differenze di cambio	(3)
Ammortamenti	(2)
Impairment	(7)
Altri movimenti	2
Totale variazioni	**(9)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	159
Fondo ammortamento	56
Consistenza al 31.12.2020	**103**

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 di Endesa e alla svalutazione del real brasiliano.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 48 "Attività e passività misurate al fair value" e 48.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

21. Attività immateriali – *Euro 17.668 milioni*

SP RF

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2020 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	46	2.767	15.083	6.987	3.747	10	1.060	1.275	30.975
Fondo ammortamento	23	2.185	1.837	4.370	2.802	3	-	666	11.886
Consistenza al 31.12.2019	**23**	**582**	**13.246**	**2.617**	**945**	**7**	**1.060**	**609**	**19.089**
Investimenti	4	75	29	-	71	-	731	308	1.218
Passaggi in esercizio	4	176	10	-	311	-	(501)	-	-
Differenze di cambio	(2)	(18)	(1.193)	(768)	(26)	-	(52)	(1)	(2.060)
Variazioni perimetro di consolidamento	(2)	-	-	-	59	-	59	-	116
Dismissioni	-	-	(5)	(15)	-	-	(7)	-	(27)
Ammortamenti	(2)	(257)	(168)	(300)	(307)	(1)	-	(202)	(1.237)
Impairment	-	-	-	-	(27)	-	(6)	-	(33)
Ripristini di valore	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Altri movimenti	(4)	9	(499)	574	469	-	106	-	655
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(2)	-	-	-	(53)	-	(55)
Totale variazioni	**(2)**	**(15)**	**(1.826)**	**(509)**	**550**	**(1)**	**277**	**105**	**(1.421)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	44	2.985	12.988	5.452	4.821	10	1.337	1.581	29.218
Fondo ammortamento	23	2.418	1.568	3.344	3.326	4	-	867	11.550
Consistenza al 31.12.2020	**21**	**567**	**11.420**	**2.108**	**1.495**	**6**	**1.337**	**714**	**17.668**

Il Gruppo Enel, anche nel corso del 2020, ha rinnovato e rafforzato il proprio impegno nella valorizzazione e nello sviluppo del suo patrimonio intellettuale, quale fonte di vantaggio competitivo per il Gruppo, sempre più orientato al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione, elettrificazione e creazione di piattaforme.

È di particolare evidenza, a tale riguardo, soprattutto l'incremento degli investimenti in attività immateriali, con particolare riferimento agli applicativi informatici e digitali, giuridicamente tutelati e non. Gli investimenti si sono focalizzati su tutte le Linee di Business Globali del Gruppo e hanno riguardato principalmente software sviluppati internamente (ovvero customizzazioni interne di software acquistato all'esterno). Tra questi, si evidenziano:

> l'infrastruttura tecnologica della società Paytipper, formata da un bus applicativo sul quale si innestano interfacce periferiche sviluppate per soddisfare esigenze operative differenti, e volta a gestire milioni di transazioni finanziarie al giorno. Sono inoltre presenti moduli di monitoraggio e controllo che consentono di svolgere attività di vigilanza, audit, analisi delle performance;
> investimenti nelle reti per la gestione degli smart meter, remote grid control e communication software;
> investimenti in Enel X su sistemi di demand response;
> investimenti nella power generation per sistemi di manutenzione predittiva;
> ulteriori customizzazioni dell'ERP (Enterprise Resource Planning) di Gruppo.

Tuttavia, anche l'attività brevettuale del Gruppo si sta mostrando prolifica, interessando ben 837 depositi di titoli per

brevetti di invenzione, appartenenti a 137 famiglie tecnologiche; di questi, 692 sono titoli concessi e 145 le domande pendenti.
Il Gruppo intende continuare a sostenere e favorire lo sviluppo del proprio modello di innovazione anche attraverso specifici progetti di divulgazione interna da parte della unità di Intellectual Property e mediante la creazione di specifici strumenti volti a identificare, accertare, proteggere e conservare in modo iterativo tutta l'informazione di valore generata in Enel secondo il modello di Open Innovability®. Per ulteriori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Innovazione e digitalizzazione" riportato nel capitolo "Performance & Metrics" della Relazione sulla gestione

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 2020.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2020	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.678	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.291	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.388	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	535	548
E-Distribuţie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	33 anni	Sì	125	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 8.892 milioni di euro (9.218 milioni di euro al 31 dicembre 2019) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.291 milioni di euro), Cile (1.388 milioni di euro) e Perù (535 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 18.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2020 si riferiscono principalmente all'acquisizione di alcune società in Spagna nonché al PPA attribuito alla società Paytipper SpA e ad alcune società italiane operanti nel settore delle rinnovabili.

Gli "Impairment" ammontano nel 2020 a 33 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 10.e.

Gli "Altri movimenti" accolgono i costi di progettazione connessi all'acquisizione di talune società veicolo brasiliane.

22. Avviamento – *Euro 13.779 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2019			Variaz. perim.	Differ. cambio	Impairment	Offsetting costo storico con fondo impairment	Altri movimenti	al 31.12.2020		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto						Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Iberia	11.177	(2.392)	8.785	–	–	–	–	–	11.177	(2.392)	**8.785**
Cile	1.209	–	1.209	–	(4)	–	–	–	1.205	–	**1.205**
Argentina	276	–	276	–	–	(253)	–	(1)	275	(253)	**22**
Perù	561	–	561	3	–	–	–	–	564	–	**564**
Colombia	530	–	530	–	–	–	–	–	530	–	**530**
Brasile	1.411	–	1.411	–	(138)	–	–	–	1.273	–	**1.273**
Centro America	23	–	23	2	–	–	–	–	25	–	**25**
Messico	19	–	19	–	(1)	(18)	–	–	18	(18)	**–**
Nord America Enel Green Power	70	–	70	–	–	–	–	–	70	–	**70**
Nord America Enel X	335	–	335	–	(28)	–	–	(123)	184	–	**184**
Asia Pacifico Enel X	–	–	–	–	–	–	–	84	84	–	**84**
Resto d'Europa Enel X [1]	3	–	3	4	–	(3)	–	39	46	(3)	**43**
Italia Enel X	19	–	19	(19)	–	–	–	–	–	–	**–**
Italia Mercato [2]	579	–	579	–	–	–	–	1	580	–	**580**
Italia Enel Green Power	20	–	20	–	–	–	–	–	20	–	**20**
Romania	414	(13)	401	–	(7)	–	–	–	407	(13)	**394**
Totale	**16.646**	**(2.405)**	**14.241**	**(10)**	**(178)**	**(274)**	**–**	**–**	**16.458**	**(2.679)**	**13.779**

(1) Include anche Tynemouth e Viva Labs.
(2) Include Enel Energia.

MATRICE AVVIAMENTO AL 31.12.2020

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
Italia Enel Green Power SpA	-	20	-	-	-	-	-	20
Italia Mercato [1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasile	-	397	876	-	-	-	-	1.273
Cile	-	992	213	-	-	-	-	1.205
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perù	43	201	320	-	-	-	-	564
Centro America	-	25	-	-	-	-	-	25
Romania	-	-	336	58	-	-	-	394
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
Nord America Enel X	-	-	-	-	184	-	-	184
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	-	84
Resto d'Europa Enel X [2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Totale	**43**	**3.205**	**7.775**	**2.445**	**311**	**-**	**-**	**13.779**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include anche Viva Labs.

MATRICE AVVIAMENTO AL 31.12.2019

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
Italia Enel Green Power SpA	-	20	-	-	-	-	-	20
Italia Mercato [1]	-	-	-	579	-	-	-	579
Italia Enel X	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brasile	-	397	1.014	-	-	-	-	1.411
Cile	-	996	213	-	-	-	-	1.209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perù	43	198	320	-	-	-	-	561
Centro America	-	23	-	-	-	-	-	23
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
Messico	-	19	-	-	-	-	-	19
Nord America Enel X	-	-	-	-	335	-	-	335
Resto d'Europa Enel X [2]	3	-	-	-	-	-	-	3
Totale	**46**	**3.260**	**8.136**	**2.445**	**354**	**-**	**-**	**14.241**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include Tynemouth.

Il decremento di 462 milioni di euro dell'avviamento è attribuibile maggiormente alla voce "Impairment", pari a 274 milioni di euro e scaturita principalmente dalle svalutazioni attuate in Argentina (253 milioni di euro) e Messico (18 milioni di euro) a seguito di impairment test, nonché ai 3 milioni di euro di svalutazione dell'avviamento iscritto su Tynemouth.

La variazione negativa di perimetro è riconducibile esclusivamente alla finalizzazione dell'allocazione del prezzo di acquisto di Paytipper, in parte compensata sia dai 4 milioni registrati dalla società Viva Labs e relativi a una differenza di consolidato in attesa di allocazione mediante completamento di PPA, sia dall'avviamento iscritto con l'acquisizione di nuove società (Los Pinos, Enel Solar).

Le "Differenze cambio" sono dovute soprattutto a un cambio sfavorevole in Brasile, negli Stati Uniti, in Romania, in Cile e in Messico.

Gli altri movimenti invece sono riconducibili alla riallocazione del goodwill associato ad alcune CGU, al fine di riflettere gli effetti derivanti dalle operazioni di riorganizzazione societaria concluse dal Gruppo nel corso del 2020, con particolare riferimento:

- alla separazione del business delle rinnovabili del Messico dal perimetro del Centro America, oggetto di fusione nell'ambito dell'operazione Astrid, a seguito dei cambiamenti organizzativi intervenuti nel corso del 2020;
- alla definizione delle CGU Enel X Resto d'Europa ed Enel X Asia Pacifico, a completamento del processo di riorganizzazione delle attività (essenzialmente connesse alle proprietà intellettuali) di Enel X North America.

I criteri adottati per l'identificazione delle Cash Generating Unit (CGU) ai fini dei test di impairment si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulla natura specifica del business di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera, tenendo conto anche dell'organizzazione aziendale nonché del livello di analiticità della reportistica monitorata dal management.

La riattribuzione dell'avviamento tra le nuove CGU precedentemente menzionate è stata effettuata in maniera specifica o sulla base del "relative value" di ciascuna CGU secondo quanto previsto dal principio contabile di riferimento.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.
I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

- per il periodo esplicito, dal Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 23 novembre 2020, 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 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, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- rendita annua, nel caso di CGU caratterizzata prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media dei rapporti con i clienti e per i business di generazione termica convenzionale (Generation and Trading). La rendita annua è stata, inoltre, utilizzata 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.
Si evidenzia inoltre che 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 2030-2050 in base alle specificità dei business interessati.
Il Gruppo ha pertanto confermato le direttrici strategiche fondate sui trend legati alla transizione energetica. L'impiego di capitali è stato infatti incentrato sulla decarbonizzazione, attraverso lo sviluppo degli asset di generazione da fonte rinnovabile, sulle infrastrutture abilitanti legate allo sviluppo delle reti e sull'implementazione dei modelli a piattaforma, sfruttando al meglio l'evoluzione tecnologica e digitale, che favoriranno l'elettrificazione dei consumi, nonché lo sviluppo di nuovi servizi per i clienti finali.
In particolare, nel 2020 la roadmap di decarbonizzazione di Enel è stata aggiornata per cogliere l'accelerazione sullo sviluppo delle rinnovabili e sulla riduzione della capacità termica prevista nel nuovo Piano Strategico 2021-2023 e nelle ambizioni 2030 presentate nel Capital Markets Day 2020, fissando i seguenti obiettivi in linea con l'Accordo di Parigi:

ORIZZONTE TEMPORALE		OBIETTIVO DI RIDUZIONE DI GAS SERRA (GHG)
Breve termine	**2023**	> Emissioni dirette Scope 1 a 148 gCO2eq/kWh (-32% rispetto al 2020)
Medio-lungo termine	**2030**	> Emissioni dirette Scope 1 a 82 gCO_{2eq}/kWh (-80% rispetto al 2017, coerente con un percorso 1,5 °C certificato SBTi) > Riduzione del 16% delle emissioni indirette Scope 3 associate al consumo di gas da parte dei clienti finali rispetto al 2017
Lungo termine	**2050**	> Piena decarbonizzazione del proprio mix energetico

Si segnala, inoltre, che gli scenari di piano utilizzati per la determinazione dei flussi hanno tenuto conto degli effetti del COVID-19.
Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente.
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 e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.
Di seguito vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società per CGU, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo avviamento	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2020				
Iberia	8.785	1,65%	4,06%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP/11 anni G&T
Cile	1.205	1,97%	6,95%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/7 anni G&T
Argentina	275	11,79%	41,61%	3 anni	Perpetuità/1 anno G&T/5 anni LH
Perù	564	2,30%	6,73%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP/10 anni G&T
Colombia	530	3,04%	8,54%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/17 anni G&T
Brasile	1.273	3,25%	9,35%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/8 anni G&T
Centro America	25	1,97%	8,15%	3 anni	22 anni
Messico	18	1,43%	8,83%	3 anni	25 anni
Nord America Enel Green Power	70	1,97%	5,49%	3 anni	25 anni
Nord America Enel X	184	1,97%	8,25%	3 anni	Perpetuità
Asia Pacifico Enel X	84	2,02%	9,07%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	39	2,02%	8,70%	3 anni	Perpetuità
Italia Mercato	580	1,30%	9,98%	3 anni	15 anni
Italia Enel Green Power	20	1,38%	5,44%	3 anni	Perpetuità/24 anni
Romania	394	2,35%	7,98%	3 anni	Perpetuità/26 anni
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti dallo IAS 36 [4]					
Australia	-	1,35%	4,42%	3 anni	26 anni

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC pre-tax è 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).
(4) In riferimento all'Australia si è reso necessario effettuare il test in seguito al peggioramento delle condizioni del mercato locale.

Al 31 dicembre 2020, dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un avviamento è emersa una perdita di valore di 253 milioni di euro sulla CGU Argentina e di 308 milioni di euro sulla CGU EGP Messico. In riferimento alle CGU senza avviamento iscritto è emersa una perdita di valore di 23 milioni di euro sulla CGU Australia.

Importo avviamento	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
		al 31.12.2019		
8.785	1,80%	4,59%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/9 anni G&T
1.209	2,07%	7,41%	5 anni	Perpetuità/25 anni EGP/9 anni G&T
276	6,36%	21,84%	5 anni	Perpetuità/1 anno G&T/4 anni LH
561	2,39%	7,46%	5 anni	Perpetuità/23 anni EGP/9 anni G&T
530	2,97%	9,01%	5 anni	Perpetuità/27 anni EGP/16 anni G&T
1.411	3,61%	10,64%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/7 anni G&T
42	2,01%	9,68%	5 anni	22 anni
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
70	2,01%	6,58%	5 anni	25 anni
335	2,01%	10,89%	5 anni	Perpetuità
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
579	0,48%	10,23%	5 anni	15 anni
20	1,03%	6,15%	5 anni	Perpetuità/25 anni
401	2,00%	7,27%	5 anni	Perpetuità/18 anni
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

23. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 8.578 milioni ed euro 7.797 milioni*

Di seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	al 31.12.2019	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 31.12.2020
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.372	(259)	-	15	(34)	29	-	2.123
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.702	226	-	-	(162)	(41)	-	1.725
- perdite fiscalmente riportabili	502	70	-	-	(113)	49	-	508
- valutazione strumenti finanziari	786	(22)	(189)	-	(5)	8	(17)	561
- benefici al personale	1.086	(211)	163	-	(145)	5	-	898
- altre partite	2.664	265	1	-	(88)	(79)	-	2.763
Totale	**9.112**	**69**	**(25)**	**15**	**(547)**	**(29)**	**(17)**	**8.578**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.093	(181)	-	24	(459)	(19)	(16)	5.442
- valutazione strumenti finanziari	481	55	(100)	-	(18)	52	-	470
- altre partite	1.740	306	(3)	-	(149)	(9)	-	1.885
Totale	**8.314**	**180**	**(103)**	**24**	**(626)**	**24**	**(16)**	**7.797**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**4.637**
Passività per imposte differite non compensabili	**3.078**
Passività per imposte differite nette compensabili	**778**

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2020, in quanto si è ritenuta altamente probabile la realizzazione di redditi imponibili futuri che ne consentano la recuperabilità, sono pari a 8.578 milioni di euro (9.112 milioni di euro al 31 dicembre 2019).
Le imposte anticipate nel corso dell'anno si riducono di 534 milioni di euro, sostanzialmente per l'andamento sfavorevole dei cambi in America Latina, i riversamenti delle imposte anticipate sulle differenze di valore delle immobilizzazioni principalmente in Italia e Spagna, il decremento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge e la rilevazione degli effetti fiscali relativi al rilascio del fondo sconto energia in Spagna. Tali effetti sono stati in parte compensati dalle imposte anticipate rilevate sui maggiori accantonamenti per "incentivi all'esodo" in Italia e Spagna.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate (per 205 milioni di euro) su perdite fiscali pregresse pari a 769 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene altamente probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 7.797 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (8.314 milioni di euro al 31 dicembre 2019), 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 si decrementano complessivamente di 517 milioni di euro, in particolare per l'effetto negativo del cambio in America Latina e per i riversamenti dovuti alle svalutazioni associate ad alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna e Cile.

24. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 861 milioni*

Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 31.12.2019	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2020	Quota %
Società a controllo congiunto									
Slovak Power Holding	504	50,0%	(385)	-	-	-	(15)	104	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	137	20,0%	8	(9)	-	-	(21)	115	20,0%
OpEn Fiber	384	50,0%	2	-	-	(489)	103	-	50,0%
Zacapa Topco Sàrl	130	20,6%	(1)	-	-	-	(14)	115	20,6%
Società progetto Kino	60	20,0%	(17)	-	-	-	(3)	40	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	58	43,8%	(3)	-	(9)	-	-	46	43,8%
Rocky Caney Holding	46	20,0%	5	-	-	-	(6)	45	20,0%
Drift Sand Wind Project	36	50,0%	3	-	-	-	(4)	35	50,0%
Front Maritím del Besòs	37	61,4%	(4)	-	-	-	-	33	61,4%
Enel Green Power Bungala	-	50,0%	(3)	-	-	-	34	31	51,0%
Rusenergosbyt	40	49,5%	45	-	(43)	-	4	46	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	26	32,0%	1	-	(2)	-	(3)	22	32,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	7	50,0%	1	-	-	-	1	9	50,0%
PowerCrop	-	50,0%	-	-	-	-	2	2	50,0%
Nuclenor	-	50,0%	25	-	-	-	(25)	-	50,0%
Società collegate									
CESI	61	42,7%	(4)	-	-	-	3	60	42,7%
Tecnatom	30	45,0%	(2)	-	-	-	-	28	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	11	33,5%	5	-	(3)	-	(1)	12	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	9	37,5%	-	-	(1)	-	-	8	37,5%
Cogenio Srl	11	20,0%	1	-	(1)	-	1	12	20,0%
Altre minori	95		24	4	(14)	-	(11)	98	
Totale	**1.682**		**(299)**	**(5)**	**(73)**	**(489)**	**45**	**861**	

La voce "Impatto a Conto economico" include i risultati positivi e negativi rilevati dalle società, in proporzione alla quota di interessenza del Gruppo Enel nelle stesse, e si riferisce principalmente all'adeguamento di valore della partecipazione di Slovak Power Holding, che tiene conto del general term agreement firmato in data 22 dicembre 2020 tra Enel Produzione ed EPH che modifica alcuni termini e condizioni del contratto sottoscritto in data 18 dicembre 2015 (come già modificato nel corso del 2018) concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne. Tale adeguamento, calcolato sulla base della formula di prezzo, tiene conto dei diversi scenari che si potranno verificare a seconda delle diverse opportunità delle parti in virtù del contenuto del general term agreement. Il valore associato a ciascuno dei diversi scenari è stato ponderato sulla base delle probabilità di accadimento assegnate a ciascuno di essi.
Sulla base di tali valutazioni, al 31 dicembre 2020 il valore del corrispettivo è stimato pari a 208 milioni di euro. Pertanto, si è proceduto a un adeguamento del valore della partecipazione residua per 433 milioni di euro e alla derecognition del credito finanziario scaturito dalla cessione della prima quota, pari a 354 milioni di euro, con contestuale rilevazione di un fondo rischi e oneri per 47 milioni di euro.
Tra le società che più delle altre contribuiscono positivamente si segnalano Rusenergosbyt (45 milioni di euro), in forza del contratto di fornitura di energia elettrica con una primaria società di trasporto ferroviario in Russia, e Nuclenor (25 milioni di euro), società spagnola, per i proventi contabilizzati a settembre 2020 a seguito della chiusura con esito positivo di un contenzioso.
Le variazioni negative di perimetro fanno riferimento principalmente alla vendita di alcune società del Nord America, compensate in parte dalla positiva variazione registrata in Spagna per la riduzione della quota detenuta da Endesa Energía SA in Endesa Soluciones SLU, precedentemente consolidata integralmente.
La riclassifica ad attività possedute per la vendita fa riferimento esclusivamente alla partecipazione di OpEn Fiber in base alla ricezione di una offerta vincolante di acquisto e al verificarsi di ulteriori condizioni secondo quanto previsto dall'IFRS 5.
Negli "Altri movimenti" si riportano *pro quota*, prevalentemente, i movimenti delle riserve OCI o altri movimenti rilevati direttamente nel patrimonio netto. In particolare, i 103 milioni di euro di OpEn Fiber fanno riferimento per 113 milioni di euro a incrementi di capitale, in parte compensati dai movimenti al fair value dei derivati di cash flow hedge. Le società australiane Bungala, inoltre, rilevano il positivo adeguamento al fair value (32 milioni di euro) dei contratti PPA siglati con i clienti a seguito dell'andamento al ribasso dei prezzi del mercato forward australiano.

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni economico-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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding [1]	10.813	10.206	676	700	11.489	10.906
Zacapa Topco Sàrl	1.253	1.376	117	99	1.370	1.475
Rusenergosbyt	2	3	120	144	122	147
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	82	146	128	132	210	278
Energie Electrique de Tahaddart	62	77	18	20	80	97
Società collegate						
CESI	202	198	25	13	227	211
Tecnatom	60	62	58	64	118	126
Suministradora Eléctrica de Cádiz	67	19	32	66	99	85
Compañía Eólica Tierras Altas	21	4	3	23	24	27

(1) I dati al 31 dicembre 2019 di Slovak Power Holding sono stati aggiornati rispetto a quanto pubblicato nella Relazione Finanziaria 2019 per allineamento con il Bilancio approvato il 29 maggio 2020.

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding [1]	2.954	2.601	163	125	120	96
Zacapa Topco Sàrl	221	208	7	(22)	(3)	(32)
Rusenergosbyt	2.198	2.548	112	111	90	89
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	114	145	17	21	8	14
Energie Electrique de Tahaddart	33	37	5	9	3	6
Società collegate						
CESI	122	111	(14)	9	(16)	6
Tecnatom	78	104	(5)	2	(5)	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz	25	18	21	11	14	11
Compañía Eólica Tierras Altas	8	12	-	2	-	1

(1) I dati al 31 dicembre 2019 di Slovak Power Holding sono stati aggiornati rispetto a quanto pubblicato nella Relazione Finanziaria 2019 per allineamento con il Bilancio approvato il 29 maggio 2020.

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
6.922	6.461	802	754	7.724	7.215	3.765	3.691
729	753	90	73	819	826	551	649
-	-	106	131	106	131	16	16
21	25	33	85	54	110	156	168
5	6	6	8	11	14	69	83
17	21	-	-	17	21	210	190
23	35	33	24	56	59	62	67
18	33	45	20	63	53	36	32
2	2	2	2	4	4	20	23

Inoltre, 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		Passività non correnti	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
Società controllate								
Gruppo Enel Américas	21.337	26.278	4.582	5.570	25.919	31.848	8.827	11.230
Gruppo Enel Chile	9.295	9.711	170	367	9.465	10.078	3.027	3.332
Gruppo Endesa	41.819	41.722	1.386	1.087	43.205	42.809	12.869	12.440

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte	
	2020	2019	**2020**	2019
Società controllate				
Gruppo Enel Américas	10.350	12.601	1.187	1.974
Gruppo Enel Chile	2.775	3.482	(133)	469
Gruppo Endesa	17.065	18.468	1.965	114

Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
al 31.12.2020	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019	**al 31.12.2020**	al 31.12.2020	**al 31.12.2020**	al 31.12.2019
5.495	5.668	14.322	16.898	11.597	14.950	6.643	8.231	4.954	6.719
1.066	1.049	4.093	4.381	5.372	5.697	3.326	3.363	2.046	2.334
7.101	6.943	19.970	19.383	23.235	23.426	17.366	17.466	5.869	5.960

Risultato netto delle continuing operations		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
738	1.844	274	784	464	1.060
(40)	394	(25)	230	(15)	164
1.551	93	1.082	57	469	36

25. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Contratti derivati attivi	1.236	1.383	3.471	4.065
Contratti derivati passivi	3.606	2.407	3.531	3.554

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività e passività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 47 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

26. Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Attività derivanti da contratti con i clienti	304	487	176	166
Passività derivanti da contratti con i clienti	6.191	6.301	1.275	1.328

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 (297 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, nell'ipotetico termine della concessione, in quanto contrattualmente sussiste tuttavia un'obbligazione di fare perché il bene entri in funzione. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2020 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 649 milioni di euro.

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (154 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 2020 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.359 milioni di euro), Spagna (2.400 milioni di euro) e Romania (425 milioni di euro) con riferimento alle modalità di rilevazione contabile dei ricavi legati agli allacci di nuovi utenti che prevedono una fatturazione anticipata rispetto al completamento delle relative performance obligation.

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 859 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (387 milioni di euro).

27. Altre attività finanziarie non correnti – *Euro 5.159 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	70	72	(2)	-2,8%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 27.1)	2.745	3.185	(440)	-13,8%
Accordi per servizi in concessione	2.300	2.702	(402)	-14,9%
Risconti attivi finanziari non correnti	44	47	(3)	-6,4%
Totale	**5.159**	**6.006**	**(847)**	**-14,1%**

La riduzione delle "Altre attività finanziarie non correnti" risente in particolar modo:

> del decremento dei crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, come dettagliato nella nota 27.1;
> dell'andamento sfavorevole dei cambi in particolare per gli "Accordi per servizi in concessione" (in applicazione dell'IFRIC 12) in Brasile.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value".

Milioni di euro		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2020		al 31.12.2019	2020-2019	
Galsi	-	17,6%	14	17,6%	(14)
Empresa Propietaria de la Red SA	5	11,1%	17	11,1%	(12)
European Energy Exchange	13	2,4%	8	2,2%	5
Athonet Srl	7	16,0%	7	16,0%	-
Korea Line Corporation	1	0,3%	2	0,3%	(1)
Hubject GmbH	10	12,5%	10	12,5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	10	3,3%	-	-	10
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	11	3,7%	-	-	11
Altre	13		14		(1)
Totale	**70**		**72**		**(2)**

La variazione delle "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value" risente della svalutazione totale da parte di Enel Produzione della partecipazione detenuta in Galsi e dell'adeguamento di valore per 12 milioni di quella detenuta da Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red. Tali effetti sono compensati soprattutto dai nuovi valori iscritti per le società Termoeléctrica José de San Martín SA e Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

27.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 2.745 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Titoli al FVOCI	408	416	(8)	-1,9%
Crediti finanziari diversi	2.337	2.769	(432)	-15,6%
Totale	**2.745**	**3.185**	**(440)**	**-13,8%**

I "Titoli al FVOCI" rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

La riduzione dei "Crediti finanziari diversi" è principalmente riconducibile:

> per 354 milioni di euro all'adeguamento di valore del credito vantato da Enel Produzione verso EP Slovakia BV relativo alla cessione del 50% della partecipazione in Slovak Power Holding;
> per 93 milioni di euro alla riclassifica, da crediti finanziari a medio e lungo termine a crediti finanziari e titoli a breve termine, della quota corrente del credito di e-distribuzione verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (56 milioni di euro), nonché del credito della medesima società relativo al rimborso degli oneri straordinari sostenuti dai distributori per il programma di dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici sostituiti con quelli elettronici (37 milioni di euro).

28. Altre attività finanziarie correnti – *Euro 5.113 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 28.1)	4.971	4.158	813	19,6%
Altre	142	147	(5)	-3,4%
Totale	**5.113**	**4.305**	**808**	**18,8%**

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 4.971 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.428	1.585	(157)	-9,9%
Titoli al FVOCI	67	61	6	9,8%
Crediti finanziari e cash collateral	3.223	2.153	1.070	49,7%
Altre	253	359	(106)	-29,5%
Totale	**4.971**	**4.158**	**813**	**19,6%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- per 1.070 milioni di euro ai maggiori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati;
- per 157 milioni di euro alla riduzione della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine determinata essenzialmente:
  - dal decremento del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo (71 milioni di euro);
  - dalla compensazione, nel corso del 2020, dei crediti relativi al deficit tariffario brasiliano con alcune partite regolatorie del passivo a seguito della definizione di un contenzioso giudiziario e del pronunciamento dell'autorità giudiziaria a favore delle società concessionarie del servizio pubblico di distribuzione dell'energia (95 milioni di euro);
  - dall'incremento dei crediti finanziari per depositi cauzionali (46 milioni di euro);
- per 106 milioni di euro al decremento della voce residuale "Altre" prevalentemente per la riduzione di alcuni crediti in Sudafrica e Italia, nonché al deprezzamento delle valute in America Latina.

29. Altre attività non correnti – *Euro 2.494 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	186	232	(46)	-19,8%
Altri crediti	2.308	2.469	(161)	-6,5%
Totale	**2.494**	**2.701**	**(207)**	**-7,7%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" diminuiscono di 46 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, principalmente in Spagna relativamente alla remunerazione dell'attività di distribuzione.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2020 include principalmente crediti tributari per 1.539 milioni di euro (1.587 milioni di euro al 31 dicembre 2019), depositi cauzionali per 330 milioni di euro (418 milioni di euro a fine 2019) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 73 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

La variazione dell'anno risente prevalentemente dei crediti tributari registrati da Enel Distribuição São Paulo ed Enel Distribuição Ceará e riconducibili al contenzioso relativo all'applicazione dei tributi PIS/COFINS in Brasile per 211 milioni di euro, più che compensato dal negativo andamento del cambio brasiliano.

30. Altre attività correnti – *Euro 3.578 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**	**2020-2019**	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.265	732	533	72,8%
Anticipi a fornitori	309	314	(5)	-1,6%
Crediti verso il personale	30	28	2	7,1%
Crediti verso altri	956	1.084	(128)	-11,8%
Crediti tributari diversi	848	797	51	6,4%
Ratei e risconti attivi operativi	170	160	10	6,3%
Totale	**3.578**	**3.115**	**463**	**14,9%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 890 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e al sistema Spagna per 337 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione in aumento è essenzialmente riconducibile ai maggiori crediti, registrati in Italia, verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), vantati principalmente da e-distribuzione (207 milioni di euro) e da Servizio Elettrico Nazionale (249 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione.
L'aumento dei "Crediti tributari diversi" per 51 milioni di euro è riconducibile principalmente ai maggiori crediti per imposte indirette e tasse.
I "Crediti verso altri" si riducono prevalentemente per i minori anticipi versati a terzi, i minori crediti verso istituti previdenziali e assicurativi, nonché per il decremento di crediti di diversa natura.

31. Rimanenze – *Euro 2.401 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**	**2020-2019**	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	595	857	(262)	-30,6%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.542	1.493	49	3,3%
Totale	**2.137**	**2.350**	**(213)**	**-9,1%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	159	96	63	65,6%
- certificati verdi	5	12	(7)	-58,3%
- certificati di efficienza energetica	7	1	6	-
Totale	**171**	**109**	**62**	**56,9%**
Immobili destinati alla vendita	52	54	(2)	-3,7%
Acconti	41	18	23	-
TOTALE	**2.401**	**2.531**	**(130)**	**-5,1%**

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.
La variazione del periodo è da ricondurre principalmente ai magazzini combustibili e materiali associati agli impianti oggetto di impairment, soprattutto in Italia e Cile, conseguenti al processo di transizione energetica avviato dal Gruppo, nonché alla riduzione degli stock rilevata in Russia a seguito della cessione della centrale di Reftinskaya GRES avvenuta nell'ultimo trimestre del 2019. Parziale compensazione è intervenuta per l'aumento, in Spagna, delle quote dei diritti di emissione di CO_2 per minore compliance a seguito della ridotta attività di generazione a elevate emissioni.

32. Crediti commerciali – *Euro 12.046 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	7.986	8.532	(546)	-6,4%
- distribuzione e vendita di gas	900	1.284	(384)	-29,9%
- altre attività	2.945	3.014	(69)	-2,3%
Totale crediti verso clienti	**11.831**	**12.830**	**(999)**	**-7,8%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	215	253	(38)	-15,0%
TOTALE	**12.046**	**13.083**	**(1.037)**	**-7,9%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 3.287 milioni di euro, a fronte di un saldo di 2.980 milioni di euro registrato alla fine dell'esercizio precedente. Nello specifico la riduzione dell'esercizio, complessivamente pari a 1.037 milioni di euro, rilevata principalmente in Italia (819 milioni di euro) e in America Latina (176 milioni di euro) è dovuta ai minori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica e del gas, al peggioramento delle curve di incasso e alla maggiore incidenza delle svalutazioni effettuate, il tutto da ricondurre agli effetti della pandemia da COVID-19, nonché al deprezzamento delle valute dell'America Latina.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 44 "Strumenti finanziari".

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 5.906 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, si sono decrementate soprattutto nella Capogruppo per le uscite di cassa legate alle acquisizioni di ulteriori quote partecipative nelle società controllate in America Latina e per il deprezzamento delle valute locali.

Milioni di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Depositi bancari e postali	5.699	7.910	(2.211)	-28,0%
Denaro e valori in cassa	42	87	(45)	-51,7%
Altri investimenti di liquidità	165	1.032	(867)	-84,0%
Totale	**5.906**	**9.029**	**(3.123)**	**-34,6%**

34. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita – *Euro 1.416 milioni ed euro 808 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2020 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	Riclassifica da/a attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2020
Immobili, impianti e macchinari	14	747	(10)	30	781
Attività immateriali	7	56	(7)	2	58
Attività per imposte anticipate	-	17	-	1	18
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	80	489	(79)	(1)	489
Attività finanziarie non correnti	-	11	-	-	11
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	28	-	1	29
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	-	29	-	1	30
Totale	**101**	**1.377**	**(96)**	**34**	**1.416**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2020 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	Riclassifica da/a passività correnti e non	Altri movimenti	al 31.12.2020
Finanziamenti a lungo termine	-	660	27	687
Fondi rischi e oneri quota non corrente	-	2	-	2
Passività per imposte differite	-	16	1	17
Passività finanziarie non correnti	-	54	3	57
Altre passività non correnti	3	-	(3)	-
Altre passività finanziarie correnti	-	11	1	12
Debiti commerciali e altre passività correnti	-	33	-	33
Totale	**3**	**776**	**29**	**808**

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2020 ammontano, rispettivamente, a 1.416 milioni di euro e 808 milioni di euro e fanno riferimento principalmente ad alcune società rinnovabili destinate alla vendita in Sudafrica e in Bulgaria, che a seguito delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tali voci.
Al 31 dicembre 2020 è stata riclassificata come destinata alla vendita la partecipazione in OpEn Fiber valutata con il metodo del patrimonio netto, il cui valore è pari a 489 milioni di euro.

Sono inclusi, inoltre, gli impianti destinati alla vendita relativi al ramo d'azienda di Enel Produzione costituito dal sito "Ettore Majorana" di Termini Imerese per 4 milioni di euro, nonché l'impianto del valore di 2 milioni di euro detenuto dalla società panamense Llano Sanchez Solar Power One SA.

Infine, nel corso del 2020 si è realizzata la cessione di alcune partecipazioni idroelettriche detenute da Enel North America, precedentemente classificate come disponibili per la vendita, da cui è stata realizzata una plusvalenza di circa 2 milioni di euro, e dell'impianto colombiano di Rionegro classificato in tale voce.
Si segnala infine che l'indebitamento netto riferito alle attività e passività possedute per la vendita ammonta complessivamente a 646 milioni di euro.

35. Patrimonio netto totale – *Euro 42.357 milioni*

35.1 Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 28.325 milioni*

Capitale sociale – *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2020 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 2019.

Al 31 dicembre 2020, 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 risultano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale), BlackRock Inc. (con il 5,081% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio) e Capital Research and Management Company (con il 5,029% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie – *Euro (3) milioni*

Alla data del 31 dicembre 2020, le azioni proprie sono rappresentate da n. 3.269.152 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n.1.549.152 al 31 dicembre 2019), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 23 milioni di euro. La differenza tra l'ammontare del corrispettivo pagato e il valore nominale è rilevata a riduzione del patrimonio netto, nella riserva sovrapprezzo azioni.

Altre riserve – *Euro (39) milioni*

Riserva per sovrapprezzo azioni – *Euro 7.476 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. La variazione dell'esercizio, pari a 11 milioni di euro, si riferisce all'acquisto di azioni proprie al servizio del Piano LTI 2020.

Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue – *Euro 2.386 milioni*

Tale riserva si riferisce alla sottoscrizione di un prestito obbligazionario ibrido perpetuo per un ammontare, al netto dei costi di transazione, pari a 592 milioni di euro e alla conversione di prestiti obbligazionari già contratti e convertiti in obbligazioni ibride perpetue, al netto di costi di transazione, per 1.794 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 2.268 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 (7.046) milioni*

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 3.244 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti dell'apprezzamento netto dell'euro rispetto alle valute estere delle società controllate e alla variazione di perimetro dovuta all'acquisto del 5,03% di Enel Américas e del 2,89% di Enel Chile.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – *Euro (1.917) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 305 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – *Euro (242) milioni*

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 5 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – *Euro (1) milione*

Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al

fair value di attività finanziarie.
L'importo dell'effetto fiscale cumulato è negativo per 2 milioni di euro.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (128) 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. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 26 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti – *Euro (1.196) milioni*
Tale riserva accoglie tutti gli utili e perdite attuariali al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è principalmente relativa alle minori perdite nette attuariali rilevate nel periodo, prevalentemente da riferire all'andamento dei tassi di attualizzazione e alla riclassifica per effetto del "curtailment" di taluni piani a benefíci definiti a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa". L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 329 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – *Euro (2.381) 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;
- il provento relativo alla cessione 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 cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners e di alcune società del Sudafrica.

La riserva non ha subíto variazioni nel corso del 2020.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest – *Euro (1.292) 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 Sud America e in Italia (Enel Green Power SpA).
La variazione del periodo si riferisce principalmente agli effetti dell'incremento dell'interessenza del 5,03% in Enel Américas e del 2,89% in Enel Chile, portando la quota di partecipazione rispettivamente al 65% e al 64,93%.

Utili e perdite accumulati – *Euro 18.200 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 31.12.2019				
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(7.190)**	*(3.471)*	*(3.719)*	(4.510)	-
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(1.968)**	*(1.627)*	*(341)*	(2.121)	2.003
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(145)**	*(147)*	*2*	(91)	(6)
Riserve da valutazione di attività finanziarie FVOCI	**1**	*2*	*(1)*	1	(3)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(166)**	*(168)*	*2*	(10)	-
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(11)**	*(11)*	-	(21)	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	**(1.475)**	*(1.045)*	*(430)*	(516)	-
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(10.954)**	***(6.467)***	***(4.487)***	**(7.268)**	**1.994**

Variazioni				al 31.12.2020		
Imposte	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
-	**(4.510)**	*(2.987)*	*(1.523)*	**(11.700)**	*(6.458)*	*(5.242)*
(150)	**(268)**	*(294)*	*26*	**(2.236)**	*(1.921)*	*(315)*
(2)	**(99)**	*(95)*	*(4)*	**(244)**	*(242)*	*(2)*
1	**(1)**	*(1)*	-	**-**	*1*	*(1)*
1	**(9)**	*(9)*	-	**(175)**	*(177)*	*2*
-	**(21)**	*(21)*	-	**(32)**	*(32)*	-
163	**(353)**	*(231)*	*(122)*	**(1.828)**	*(1.276)*	*(552)*
13	**(5.261)**	***(3.638)***	***(1.623)***	**(16.215)**	***(10.105)***	***(6.110)***

35.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2019		
Dividendi relativi al 2018	2.847	0,28
Acconto sul dividendo 2019 (1)	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2019	**2.847**	**0,28**
Dividendi pagati nel 2020		
Dividendi relativi al 2019	3.334	0,33
Acconto sul dividendo 2020 (2)	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2020	**3.334**	**0,33**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 (acconto dividendo per azione 0,16 euro per complessivi 1.627 milioni di euro).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 5 novembre 2020 e messo in pagamento a decorrere dal 20 gennaio 2021 (acconto dividendo per azione 0,175 euro per complessivi 1.779 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2020 è pari a euro 0,358 per azione per un ammontare complessivo di 3.640 milioni di euro (di cui 0,175 euro per azione, per complessivi 1.779 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 20 gennaio 2021) approvato dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2021 e proposto all'Assemblea degli azionisti del 20 maggio 2021 in unica convocazione.
Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2020, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2020, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 5 novembre 2020 per un importo massimo potenziale di 1.779 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 20 gennaio 2021 al netto della quota spettante alle n. 3.269.152 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 19 gennaio 2021.

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 2020.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2020 e 2019 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Posizione finanziaria non corrente	49.519	54.174	(4.655)
Posizione finanziaria corrente netta	(1.359)	(5.814)	4.455
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.745)	(3.185)	440
Indebitamento finanziario netto	**45.415**	**45.175**	**240**
Patrimonio netto di Gruppo	28.325	30.377	(2.052)
Interessenze di terzi	14.032	16.561	(2.529)
Patrimonio netto	**42.357**	**46.938**	**(4.581)**
Indice debt/equity	**1,07**	**0,96**	**-**

L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile al decremento del patrimonio netto, sostanzialmente legato all'andamento negativo dei cambi, e all'aumento dell'indebitamento finanziario netto riconducibile principalmente al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, al pagamento di dividendi e alle operazioni straordinarie su non controlling interest per l'acquisto di quote partecipative addizionali in Enel Américas ed Enel Chile.
Si rinvia alla nota 43 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

35.3 Interessenze di terzi – *Euro 14.032 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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Italia	2	1	-	(2)
Iberia	5.869	5.961	468	36
America Latina	7.206	9.277	477	1.256
Europa	638	903	55	6
Nord America	160	222	6	(1)
Africa, Asia e Oceania	157	197	6	7
Totale	**14.032**	**16.561**	**1.012**	**1.302**

Il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto cambi, ai dividendi e all'incremento della percentuale di possesso in Enel Américas ed Enel Chile.

36. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	49.519	54.174	3.168	3.409
Finanziamenti a breve termine	-	-	6.345	3.917
Totale	**49.519**	**54.174**	**9.513**	**7.326**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 44 "Strumenti finanziari per categoria".

37. Benefici ai dipendenti – *Euro 2.964 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

- la voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefici pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefici definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefici definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
- la voce "Sconto energia" accoglie benefici relativi alla fornitura di energia elettrica afferenti alle società estere. Per quanto riguarda l'Italia, infatti, tale beneficio – assegnato fino alla fine

del 2015 ai soli dipendenti in stato di quiescenza – è stato revocato unilateralmente;

- la voce "Assistenza sanitaria" accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- la voce "Altri benefici" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2020				
	Benefici pensionistici	**Sconto energia**	**Piani medici**	**Altri benefici**	**Totale**
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	**5.691**	**904**	**263**	**242**	**7.100**
Costo normale	18	3	4	38	**63**
Oneri finanziari	249	5	7	4	**265**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	45	12	6	1	**64**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	105	19	(2)	2	**124**
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	466	(21)	(7)	(8)	**430**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(24)	(504)	(13)	(1)	**(542)**
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(584)	-	-	-	**(584)**
(Utili)/Perdite su cambi	(1.206)	(1)	(30)	(7)	**(1.244)**
Contributi versati dalla Società	-	-	-	-	**-**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(358)	(16)	(11)	(48)	**(433)**
Altri movimenti	5	2	-	(1)	**6**
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	**-**
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**3.374**	**-**	**-**	**-**	**3.374**
Proventi finanziari	160	-	-	-	**160**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	85	-	-	-	**85**
Utili/(Perdite) su cambi	(782)	-	-	-	**(782)**
Contributi versati dalla società	342	16	11	21	**390**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(358)	(16)	(11)	(21)	**(406)**
Altri pagamenti	(523)	-	-	-	**(523)**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**
Proventi finanziari	3	-	-	-	**3**
Cambi nell'asset ceiling	(24)	-	-	-	**(24)**
(Utili)/Perdite su cambi	(11)	-	-	-	**(11)**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**2.122**	**403**	**217**	**222**	**2.964**

2019				
Benefíci pensionistici	**Sconto energia**	**Piani medici**	**Altri benefíci**	**Totale**
5.072	**767**	**253**	**231**	**6.323**
20	4	4	32	**60**
335	15	10	5	**365**
(16)	-	1	-	**(15)**
701	91	15	8	**815**
94	55	(4)	13	**158**
(8)	-	-	2	**(6)**
-	-	-	-	**-**
(84)	-	(2)	1	**(85)**
-	-	-	-	**-**
2	-	-	-	**2**
(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**
6	3	-	(5)	**4**
-	-	-	-	**-**
5.691	**904**	**263**	**242**	**7.100**
3.160	**-**	**-**	**-**	**3.160**
235	-	-	-	**235**
272	-	-	-	**272**
(50)	-	-	-	**(50)**
186	31	14	16	**247**
2	-	-	-	**2**
(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**
-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**
3.374	**-**	**-**	**-**	**3.374**
24	**-**	**-**	**-**	**24**
2	-	-	-	**2**
20	-	-	-	**20**
(1)	-	-	-	**(1)**
-	-	-	-	**-**
45	**-**	**-**	**-**	**45**
2.362	**904**	**263**	**242**	**3.771**

La diminuzione della passività attuariale rispetto al 2019, pari a 807 milioni di euro, è dovuta principalmente alla cessione a società esterne, da parte di Enel Distribuição São Paulo in Brasile, di parte dei piani a benefíci definiti a fini pensionistici ai dipendenti. Tali piani, divenuti in questo modo a contribuzione definita, non sono soggetti a valutazione attuariale.
Si segnala, inoltre, che le obbligazioni verso il personale del Gruppo Enel non hanno risentito in modo apprezzabile degli effetti causati dal COVID-19 dal momento che tali effetti sono da considerarsi temporanei e di breve periodo.

Milioni di euro		
	2020	**2019**
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(509)	32
Oneri finanziari netti	108	129
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(61)	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefíci a lungo termine	31	25
Altri movimenti	(9)	-
Totale	**(440)**	**186**

Milioni di euro		
	2020	**2019**
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(85)	(272)
(Utili)/Perdite su piani a benefíci definiti	626	958
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(24)	20
Altri movimenti	(1)	(4)
Totale	**516**	**702**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 626 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in diminuzione rispetto a quanto registrato nel corso del 2019, principalmente per effetto della sottoscrizione, nel corso del 2020, del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che ha comportato una modifica al beneficio dello sconto energia ai dipendenti e agli ex dipendenti con un conseguente riversamento del fondo.
La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.299 milioni di euro al 31 dicembre 2020. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	7%	8%
Titoli a reddito fisso	63%	68%
Investimenti immobiliari	2%	3%
Altro	-	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	28%	21%
Totale	**100%**	**100%**

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefíci ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2020				2019			
Tasso di attualizzazione	0,00% -0,50%	0,00% -0,61%	2,55% -7,95%	0,75% -6,30%	0,00% -0,70%	0,00% -1,14%	3,40% -7,59%	1,20% -6,45%
Tasso di inflazione	0,50%	1,00%	3,00% -4,85%	0,75% -3,83%	0,70%	2,00%	3,00% -8,00%	1,00% -3,94%
Tasso di incremento delle retribuzioni	0,50% -2,50%	1,00%	3,80% -5,04%	2,25% -3,83%	0,70% -1,70%	2,00%	3,80% -8,00%	2,50% -3,94%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	1,50%	3,20%	7,12% -8,00%	-	1,70%	3,20%	7,12% -8,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	0,57%	6,08% -7,33%	-	-	1,09%	6,44% -7,38%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefíci definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci
	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	239	30	11	(1)	321	78	15	5
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(190)	(30)	(15)	(11)	(285)	(73)	(19)	(7)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(1)	(5)	(3)	(7)	(2)	(74)	(5)	(3)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	33	2	7	(4)	31	79	10	1
Incremento 0,5% delle retribuzioni	14	(2)	(3)	(3)	19	2	(2)	5
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	15	(2)	(3)	(6)	9	(2)	(3)	(1)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	(2)	-	-	-	12	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	27	(11)	2	(34)	179	36	19	(1)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefíci definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefíci definiti nell'esercizio successivo ammonta a 80 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefíci attesi nei prossimi esercizi per piani a benefíci definiti.

Milioni di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Entro 1 anno	366	461
Tra 1 e 2 anni	337	447
Tra 2 e 5 anni	971	1.288
Oltre 5 anni	1.534	2.040

38. Fondi rischi e oneri – *Euro 6.831 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- decommissioning nucleare	596	-	640	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.017	99	1.840	102
- contenzioso legale	734	86	938	132
- oneri per certificati ambientali	-	42	-	33
- oneri su imposte e tasse	288	43	312	24
- altri	757	343	762	504
Totale	**4.392**	**613**	**4.492**	**795**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	623	444	832	401
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	759	-	-	-
TOTALE	**5.774**	**1.057**	**5.324**	**1.196**

Milioni di euro	al 31.12.2019	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 31.12.2020
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- decommissioning nucleare	640	1	-	-	1	(46)	-	-	-	-	596
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	1.942	99	(50)	(44)	17	187	-	(36)	2	(1)	2.116
- contenzioso legale	1.070	187	(160)	(136)	37	-	-	(198)	21	(1)	820
- oneri per certificati ambientali	33	41	(8)	(24)	-	-	-	-	-	-	42
- oneri su imposte e tasse	336	46	(18)	(17)	34	-	-	(46)	(4)	-	331
- altri	1.266	331	(147)	(178)	10	-	-	(51)	(131)	-	1.100
Totale	**5.287**	**705**	**(383)**	**(399)**	**99**	**141**	**-**	**(331)**	**(112)**	**(2)**	**5.005**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	1.233	223	(39)	(443)	59	-	-	(2)	36	-	1.067
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	-	759	-	-	-	-	-	-	-	-	759
TOTALE	**6.520**	**1.687**	**(422)**	**(842)**	**158**	**141**	**-**	**(333)**	**(76)**	**(2)**	**6.831**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2020 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 n. 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 assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa, Enel Produzione e alle società dell'America Latina. In particolare, la variazione del fondo nel corso del 2020 è legata prevalentemente alla rideterminazione dei costi futuri di smantellamento di alcuni impianti in Iberia e ai maggiori accantonamenti per oneri di smantellamento conseguenti alla decisione del Gruppo di promuovere l'interruzione della produzione da centrali a carbone in Iberia, Italia e Cile ai fini del raggiungimento dell'obiettivo strategico del Gruppo della decarbonizzazione dei processi produttivi per la mitigazione degli impatti derivanti dal cambiamento climatico.

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 spagnole (178 milioni di euro), italiane (107 milioni di euro) e dell'America Latina (522 milioni di euro).

Il decremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 250 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla movimentazione del fondo in America Latina e Nord America, in particolare per effetto dell'andamento negativo dei cambi in Brasile e Argentina, nonché per la soluzione di alcuni contenziosi negli Stati Uniti.

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 a Enel Energia, Endesa Energía e Unelco.

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 dei criteri introdotti dalla circolare n. 6/2012 dell'Agenzia del Territorio (che ha colmato il vuoto interpretativo previgente in relazione a metodi di valutazione per beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, tra i quali alcuni asset tipici degli impianti di generazione tra cui le turbine) 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 del Territorio e dei Comuni.

Il fondo è rimasto pressocché invariato rispetto al 2019.

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 e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La diminuzione dell'ammontare degli "altri" fondi, pari a 166 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile a Enel Energia e al negativo effetto dei cambi in America Latina.

Si rileva inoltre l'iscrizione di un fondo rischi (pari a 47 milioni di euro) per effetto dell'adeguamento della cessione del 50% della partecipazione in Slovak Power Holding.

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 166 milioni di euro, risente prevalentemente degli utilizzi del periodo riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia.

In Italia questi ultimi sono infatti sostanzialmente riferibili agli accordi sindacali aziendali siglati a settembre 2013 e dicembre 2015 e finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della leg-

ge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"). In base a tale ultimo accordo in Italia era stata prevista l'uscita di circa 6.100 dipendenti nel periodo 2016-2020.
In Spagna invece tali fondi sono riconducibili all'*Acuerdo de Salida Voluntaria*.

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 che coinvolgeranno circa 1.300 persone nel mondo. 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 un fondo per programmi di ristrutturazione, che al 31 dicembre 2020 ammonta a 759 milioni di euro, che è riconducibile prevalentemente alla Spagna e all'Italia, e accoglie la stima dei costi che il Gruppo ha accantonato per accelerare il processo di 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.

39. Altre passività non correnti – *Euro 3.458 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	**al 31.12.2019**	**2020-2019**	
Ratei e risconti passivi operativi	500	552	(52)	-9,4%
Altre partite	2.958	3.154	(196)	-6,2%
Totale	**3.458**	**3.706**	**(248)**	**-6,7%**

La diminuzione dei "Ratei e risconti passivi operativi" per 52 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile alla riclassifica, per una migliore esposizione, registrata da Enel Finance International (59 milioni di euro) e riferita ai risconti passivi connessi alla negoziazione di contratti derivati, ora riportati nelle "Altre partite" della stessa tabella.

La variazione delle "Altre partite" risente, oltre che della riclassifica citata nei "Ratei e risconti passivi operativi", dell'incremento negli Stati Uniti delle passività per tax partnership oltre i 12 mesi e dell'aumento dei debiti relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") per 330 milioni di euro. Queste variazioni sono state più che compensate dal negativo andamento dei cambi principalmente in America Latina.

40. Altre passività correnti – *Euro 11.651 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Debiti diversi verso clienti	1.481	1.670	(189)	-11,3%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.012	4.507	(495)	-11,0%
Debiti verso il personale	438	496	(58)	-11,7%
Debiti tributari diversi	886	1.082	(196)	-18,1%
Debiti verso istituti di previdenza	207	212	(5)	-2,4%
Contingent consideration	53	116	(63)	-54,3%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	1	3	(2)	-66,7%
Ratei e risconti passivi correnti	346	372	(26)	-7,0%
Debiti per dividendi	2.135	2.143	(8)	-0,4%
Altri	2.092	2.560	(468)	-18,3%
Totale	**11.651**	**13.161**	**(1.510)**	**-11,5%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 822 milioni di euro (880 milioni di euro al 31 dicembre 2019) relativi a importi ricevuti dai clienti in Italia in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i 12 mesi.
I "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 2.444 milioni di euro (3.064 milioni di euro al 31 dicembre 2019), nel mercato spagnolo per 1.538 milioni di euro (1.267 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e nel mercato del Sud America per 30 milioni di euro (176 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

La voce "Contingent consideration" accoglie soprattutto 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.
La voce "Altri" debiti fa riferimento principalmente al debito di alcune società brasiliane verso l'Agenzia Nazionale dell'Energia Elettrica ANEEL (delibera normativa n. 885/2020 del 23 giugno) per alcuni prestiti concessi alle imprese di distribuzione al fine di garantire liquidità alle stesse e minimizzare gli effetti della pandemia.
Il decremento degli altri debiti è riconducibile soprattutto alla rilevazione nel 2019 del debito di 358 milioni di euro associato all'acquisto, attraverso intermediari finanziari (share swap), di ulteriori quote azionarie in Enel Américas ed Enel Chile, cui si associa la riduzione nel 2020 dei debiti per derivati scaduti su commodity registrati soprattutto in Italia e in Spagna. Tali effetti sono in parte compensati dai maggiori debiti per tax partnership (87 milioni di euro) registrati dalle società rinnovabili del Nord America per un importo pari a 181 milioni di euro in conseguenza dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

41. Debiti commerciali – *Euro 12.859 milioni*

La voce, pari a 12.859 milioni di euro (12.960 milioni di euro nel 2019), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore ai 12 mesi ammontano a 12.282 milioni di euro (12.322 milioni di euro nel 2019), mentre quelli con scadenza superiore ai 12 mesi sono pari a 577 milioni di euro (638 milioni di euro nel 2019).

42. Altre passività finanziarie correnti – *Euro 622 milioni*

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Ratei e risconti finanziari passivi	535	607	(72)	-11,9%
Altre partite	87	147	(60)	-40,8%
Totale	**622**	**754**	**(132)**	**-17,5%**

Il decremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile prevalentemente alla riduzione dei ratei passivi per 73 milioni di euro, connessa soprattutto alla riduzione degli interessi passivi sui prestiti obbligazionari, alla diminuzione del debito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 41 milioni di euro e al decremento dei debiti verso obbligazionisti per interessi maturati da liquidare per 20 milioni di euro.

43. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – *Euro 45.415 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 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Finanziamenti a lungo termine	36	49.519	54.174	(4.655)	-8,6%
Finanziamenti a breve termine	36	6.345	3.917	2.428	62,0%
Altri debiti finanziari correnti [1]		5	47	(42)	-89,4%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	36	3.168	3.409	(241)	-7,1%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	27.1	(2.745)	(3.185)	440	13,8%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	28	(4.971)	(4.158)	(813)	-19,6%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	(5.906)	(9.029)	3.123	34,6%
Totale		**45.415**	**45.175**	**240**	**0,5%**

(1) La voce "Altri debiti finanziari correnti" è inclusa nelle Altre passività finanziarie correnti.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro				
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019	
Denaro e valori in cassa	42	87	(45)	-51,7%
Depositi bancari e postali	5.699	7.910	(2.211)	-28,0%
Altri investimenti di liquidità	165	1.032	(867)	-84,0%
Titoli	67	51	16	31,4%
Liquidità	**5.973**	**9.080**	**(3.107)**	**-34,2%**
Crediti finanziari a breve termine	3.476	2.522	954	37,8%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.428	1.585	(157)	-9,9%
Crediti finanziari correnti	**4.904**	**4.107**	**797**	**19,4%**
Debiti verso banche	(711)	(579)	(132)	-22,8%
Commercial paper	(4.854)	(2.284)	(2.570)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.369)	(1.121)	(248)	-22,1%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.412)	(1.906)	494	25,9%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(387)	(382)	(5)	-1,3%
Altri debiti finanziari correnti [1]	(785)	(1.101)	316	28,7%
Totale debiti finanziari correnti	**(9.518)**	**(7.373)**	**(2.145)**	**-29,1%**
Posizione finanziaria corrente netta	**1.359**	**5.814**	**(4.455)**	**-76,6%**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(8.663)	(8.407)	(256)	-3,0%
Obbligazioni	(38.357)	(43.294)	4.937	11,4%
Debiti verso altri finanziatori	(2.499)	(2.473)	(26)	-1,1%
Posizione finanziaria non corrente	**(49.519)**	**(54.174)**	**4.655**	**8,6%**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	**(48.160)**	**(48.360)**	**200**	**-0,4%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.745**	**3.185**	**(440)**	**-13,8%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(45.415)**	**(45.175)**	**(240)**	**-0,5%**

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

Strumenti finanziari

44. 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.

44.1 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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Attività finanziarie al costo ammortizzato	44.1.1	**3.966**	**4.258**	**22.967**	**26.326**
Attività finanziarie al FVOCI	44.1.2	**448**	**480**	**67**	**61**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	44.1.3	52	29	2.765	3.086
Altre attività finanziarie al FVTPL	44.1.3	2.087	2.370	301	51
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	44.1.3	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**2.139**	**2.399**	**3.066**	**3.137**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	44.1.4	50	32	28	-
Derivati di cash flow hedge	44.1.4	1.134	1.322	678	979
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**1.184**	**1.354**	**706**	**979**
TOTALE		**7.737**	**8.491**	**26.806**	**30.503**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla nota 48 "Attività e passività misurate al fair value".

44.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	5.702	9.029
Crediti commerciali	32	1.200	917	32	10.846	12.166
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	28.1	1.331	1.534
Cash collateral		-	-	28.1	3.223	2.153
Altri crediti finanziari	27.1	2.337	2.769	28.1	253	370
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	27	243	340	28	9	13
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		186	232		1.603	1.061
Totale		**3.966**	**4.258**		**22.967**	**26.326**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 3.624 milioni di euro al 31 dicembre 2020 (3.370 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; attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari;
- 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 per la vita residua 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.

Per maggiori dettagli sulle attività derivanti da contratti con i clienti si rimanda alla nota 26 "Attività/(Passività) da contratti con i clienti non correnti/correnti".

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 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.702	-	5.702	9.029	-	9.029
Crediti commerciali	15.333	3.287	12.046	16.063	2.980	13.083
Crediti finanziari	7.352	208	7.144	7.057	231	6.826
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.170	129	2.041	1.805	159	1.646
Totale	**30.557**	**3.624**	**26.933**	**33.954**	**3.370**	**30.584**

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con l'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; 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 clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri di ECL:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale e semplificato).

Milioni di euro	**Fondo perdite attese 12 mesi**	**Fondo perdite attese Lifetime**
Saldo di apertura al 01.01.2019	**87**	**142**
Accantonamenti	-	26
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(1)	(3)
Altre variazioni	(8)	(12)
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**78**	**153**
Saldo di apertura al 01.01.2020	**78**	**153**
Accantonamenti	354	8
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(4)	(4)
Altre variazioni	(363)	(14)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**65**	**143**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2019	**2.828**
Accantonamenti	1.239
Utilizzi	(834)
Rilasci a Conto economico	(202)
Altre variazioni	(51)
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**2.980**
Saldo di apertura al 01.01.2020	**2.980**
Accantonamenti	1.505
Utilizzi	(819)
Rilasci a Conto economico	(194)
Altre variazioni	(185)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**3.287**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato.

Milioni di euro	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2019	**64**
Accantonamenti	105
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(7)
Altre variazioni	(3)
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**159**
Saldo di apertura al 01.01.2020	**159**
Accantonamenti	22
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(23)
Altre variazioni	(29)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**129**

Si precisa che nella nota 45 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

44.1.2 Attività finanziarie al fair value a patrimonio netto

La tabella seguente espone le attività finanziarie al FVOCI per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	27	40	64		-	-
Titoli	27.1	408	416	28.1	67	61
Totale		**448**	**480**		**67**	**61**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2020	**64**	**-**
Acquisizioni	6	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(21)	-
Altre variazioni	(9)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**40**	**-**

TITOLI AL FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2020	**416**	**61**
Acquisizioni	124	-
Vendite	(54)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(3)	-
Riclassifiche	(75)	75
Altre variazioni	-	(69)
Saldo di chiusura al 31.12.2020	**408**	**67**

44.1.3 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 31.12.2020	al 31.12.2019	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Derivati al FVTPL	47	52	29	47	2.765	3.086
Investimenti in attività liquide		-	-	32	204	-
Attività finanziarie al FVTPL		-	-	28, 28.1	97	51
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	27	30	8		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	27	2.057	2.362		-	-
Totale		**2.139**	**2.399**		**3.066**	**3.137**

44.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 47 "Derivati ed hedge accounting".

44.2 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	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	44.2.1	**50.254**	**54.931**	**29.598**	**28.261**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	44.4	29	20	2.887	2.981
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**29**	**20**	**2.887**	**2.981**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	44.4	-	1	-	-
Derivati di cash flow hedge	44.4	3.577	2.386	644	573
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**3.577**	**2.387**	**644**	**573**
TOTALE		**53.860**	**57.338**	**33.129**	**31.815**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 48 "Passività misurate al fair value".

44.2.1 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 31.12.2020	al 31.12.2019	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	44.3	49.519	54.174	44.3	3.168	3.409
Finanziamenti a breve termine		-	-	44.3	6.345	3.917
Debiti commerciali	41	577	638	41	12.282	12.322
Altri debiti finanziari		158	119		7.803	8.613
Totale		**50.254**	**54.931**		**29.598**	**28.261**

44.3 Finanziamenti

44.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 52.687 milioni*

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine e tasso di interesse, tra il valore contabile e il fair value, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi.

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
	al 31.12.2020					al 31.12.2019					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	23.629	23.052	1.041	22.011	27.470	27.312	26.593	1.621	24.972	31.073	(3.541)
- tasso variabile quotate	2.817	2.800	260	2.540	2.937	3.515	3.488	258	3.230	3.655	(688)
- tasso fisso non quotate	13.262	13.184	-	13.184	15.753	14.458	14.359	-	14.359	15.794	(1.175)
- tasso variabile non quotate	733	733	111	622	828	760	760	27	733	753	(27)
Totale obbligazioni	**40.441**	**39.769**	**1.412**	**38.357**	**46.988**	**46.045**	**45.200**	**1.906**	**43.294**	**51.275**	**(5.431)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	790	782	254	528	833	896	893	279	614	947	(111)
- tasso variabile	9.278	9.250	1.115	8.135	9.259	8.610	8.565	842	7.723	8.642	685
- uso linee di credito revolving	-	-	-	-	-	70	70	-	70	70	(70)
Totale finanziamenti bancari	**10.068**	**10.032**	**1.369**	**8.663**	**10.092**	**9.576**	**9.528**	**1.121**	**8.407**	**9.659**	**504**
Leasing:											
- tasso fisso	1.979	1.979	225	1.754	1.979	1.856	1.856	257	1.599	1.856	123
- tasso variabile	89	89	22	67	89	108	108	18	90	108	(19)
Totale leasing	**2.068**	**2.068**	**247**	**1.821**	**2.068**	**1.964**	**1.964**	**275**	**1.689**	**1.964**	**104**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	607	639	74	565	630	792	822	92	730	811	(183)
- tasso variabile	191	179	66	113	160	86	69	15	54	75	110
Totale altri finanziamenti non bancari	**798**	**818**	**140**	**678**	**790**	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**(73)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**40.267**	**39.636**	**1.594**	**38.042**	**46.665**	**45.314**	**44.523**	**2.249**	**42.274**	**50.481**	**(4.887)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**13.108**	**13.051**	**1.574**	**11.477**	**13.273**	**13.149**	**13.060**	**1.160**	**11.900**	**13.303**	**(9)**
TOTALE	**53.375**	**52.687**	**3.168**	**49.519**	**59.938**	**58.463**	**57.583**	**3.409**	**54.174**	**63.784**	**(4.896)**

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

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020	
Euro	**25.581**	**26.089**	**27.272**	**27.915**	**2,2%**	**2,6%**
Dollaro statunitense	18.500	18.589	20.103	20.239	4,5%	4,7%
Sterlina inglese	3.955	3.998	4.354	4.394	5,1%	5,3%
Peso colombiano	1.283	1.283	1.381	1.381	6,8%	6,8%
Real brasiliano	1.832	1.864	2.412	2.458	5,3%	5,3%
Franco svizzero	328	329	419	419	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	368	374	414	421	4,9%	5,0%
Sol peruviano	388	388	426	426	5,8%	5,8%
Rublo russo	281	286	225	227	7,1%	7,1%
Altre valute	171	175	577	583		
Totale valute non euro	**27.106**	**27.286**	**30.311**	**30.548**		
TOTALE	**52.687**	**53.375**	**57.583**	**58.463**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un decremento di 3.205 milioni di euro, attribuibile principalmente all'effetto positivo dei cambi registrato sulle principali valute.

MOVIMENTAZIONE DEL VALORE NOZIONALE DELL'INDEBITAMENTO A LUNGO TERMINE

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Altre movimentazioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2019						al 31.12.2020
Obbligazioni	46.045	(2.109)	-	668	(1.797)	(2.366)	40.441
Finanziamenti	12.418	(1.638)	(389)	3.256	(48)	(665)	12.934
- di cui leasing	*1.964*	*(208)*	-	*441*	-	*(129)*	*2.068*
Totale indebitamento finanziario	**58.463**	**(3.747)**	**(389)**	**3.924**	**(1.845)**	**(3.031)**	**53.375**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, pari a 53.375 milioni di euro al 31 dicembre 2020, registra un decremento di 5.088 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019; l'incremento del debito derivante dalle nuove emissioni, pari a 3.924 milioni di euro, è infatti ampiamente compensato dalle riduzioni dovute a rimborsi per 3.747 milioni di euro, dalle differenze positive di cambio per 3.031 milioni di euro, dal deconsolidamento del debito di alcune società sudafricane per 389 milioni di euro (tale valore è al netto delle nuove emissioni effettuate nel corso del 2020 dalle società deconsolidate) e dalle altre movimentazioni del debito per 1.845 milioni di euro. Tale ultimo valore è riconducibile per 1.797 milioni di euro agli effetti contabili connessi all'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di tre prestiti obbligazionari, non convertibili subordinati ibridi in euro con l'obiettivo di allinearne le caratteristiche a quelli di nuova emissione. In particolare, la principale modifica dei predetti strumenti riguarda la scadenza, trasformata da fissa in perpetua con obbligo di rimborso solo in caso di liquidazione, e ha comportato che tali obbligazioni non vengano più rilevate come strumenti di debito ma come strumenti rappresentativi del capitale.

I rimborsi effettuati nel corso del 2020 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 2.109 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 1.638 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2020 si segnalano:

> 410 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario ibrido a tasso fisso emesso da Enel SpA e scaduto nel

mese di gennaio 2020;
- 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di gennaio 2020;
- 482 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di marzo 2020;
- un controvalore di 93 milioni di euro relativo a una obbligazione a tasso fisso in franchi svizzeri emessa da Enel Finance International e scaduta nel mese di giugno 2020;
- un controvalore di 438 milioni di euro relativo a una obbligazione a tasso fisso in sterline inglesi emessa da Enel SpA e scaduta nel mese di settembre 2020;
- un controvalore di 274 milioni di euro relativo a una obbligazione ibrida a tasso fisso in sterline inglesi riacquistata anticipatamente da Enel SpA nel mese di settembre 2020;
- un controvalore di 286 milioni di euro relativo a prestiti obbligazionari emessi dalle società sudamericane.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:
- 150 milioni di euro riguardanti un finanziamento a tasso variabile di Enel SpA;
- 182 milioni di euro relativi al rimborso di finanziamenti da parte di Endesa;
- 285 milioni di euro relativi a finanziamenti legati al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità da parte delle società italiane del Gruppo;
- un controvalore di 585 milioni di euro relativo a società sudamericane.

Le emissioni effettuate nel corso del 2020 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 668 milioni di euro e a finanziamenti per 3.256 milioni di euro (entrambi convertiti ai tassi di cambio alla data di emissione)..

In particolare, relativamente alle emissioni obbligazionarie e ai finanziamenti bancari, di seguito si evidenziano le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie più rilevanti convertite in euro al cambio del 31 dicembre 2020.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni							
	Enel Finance International	20.10.2020	557	GBP	1,00%	Tasso fisso	20.10.2027
	Codensa	25.08.2020	60	COP	CPI + 2,5%	Tasso variabile	25.08.2027
	Codensa	25.08.2020	60	COP	4,700%	Tasso fisso	25.08.2024
Totale obbligazioni			**677**				
Finanziamenti bancari							
	Enel SpA	26.10.2020	500	EUR	Euribor 6M + 1%	Tasso variabile	15.10.2026
	Enel SpA	27.11.2020	500	EUR	Euribor 6M + 1%	Tasso variabile	15.10.2026
	Enel Finance America	21.01.2020	277	USD	LIBOR 6 M + 1,3%	Tasso variabile	20.11.2026
	Endesa	20.04.2020	300	EUR	Euribor 3M + 0,7%	Tasso variabile	19.04.2022
	e-distribuzione	30.03.2020	250	EUR	Euribor 6M + 0,42%	Tasso variabile	30.03.2035
	Dolores Wind SA de Cv	09.03.2020	57	USD	LIBOR 6 M + 1,4%	Tasso variabile	15.01.2027
	Enel Distribuição São Paulo	17.04.2020	71	USD	2,96%	Tasso fisso	19.04.2021
	Enel Rus Wind Kola	27.03.2020	39	RUB	OFZ 3Y+ 1,55%	Tasso variabile	26.02.2034
	Endesa	01.09.2020	35	EUR	Euribor 6M + 0,51%	Tasso variabile	03.09.2035
	Parque Amistad IV SA de Cv	09.03.2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1,4%	Tasso variabile	15.01.2027
	EGP Magdalena Solar SA de Cv	09.03.2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1,4%	Tasso variabile	15.01.2027
	Enel Distribuição Ceará	07.01.2020	30	USD	2,1%	Tasso fisso	07.01.2021
	Enel Distribuição Goiás	06.03.2020	27	USD	1,8%	Tasso fisso	08.03.2021
	Enel Distribuição Rio de Janeiro	23.12.2020	32	USD	1,4%	Tasso fisso	23.12.2022
Totale finanziamenti bancari			**2.184**				

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.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel, incluso il Bond Ibrido "perpetuo" – emesso nel settembre 2020 – che prevede il rimborso 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 nel corso del 2019 e del 2020, 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.

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 considerazio-

ne 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 e che alla data del 31 dicembre 2020 risultano pienamente rispettati.

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.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A LUNGO TERMINE PER VALUTA POST COPERTURA

Milioni di euro	al 31.12.2020						al 31.12.2019					
	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	**25.581**	**26.089**	**48,9%**	**18.423**	**44.512**	**83,4%**	**27.272**	**27.915**	**47,8%**	**20.218**	**48.133**	**82,3%**
Dollaro statunitense	18.500	18.589	34,8%	(14.955)	3.634	6,8%	20.103	20.239	34,6%	(16.445)	3.794	6,5%
Sterlina inglese	3.955	3.998	7,5%	(3.998)	-	-	4.354	4.394	7,5%	(4.394)	-	-
Peso colombiano	1.283	1.283	2,4%	-	1.283	2,4%	1.381	1.381	2,4%	-	1.381	2,4%
Real brasiliano	1.832	1.864	3,5%	794	2.658	5,0%	2.412	2.458	4,2%	968	3.426	5,9%
Franco svizzero	328	329	0,6%	(329)	-	-	419	419	0,7%	(419)	-	-
Peso cileno/UF	368	374	0,7%	-	374	0,7%	414	421	0,7%	-	421	0,7%
Sol peruviano	388	388	0,7%	-	388	0,7%	426	426	0,7%	-	426	0,7%
Rublo russo	281	286	0,5%	-	286	0,5%	225	227	0,4%	-	227	0,4%
Altre valute	171	175	0,4%	65	240	0,5%	577	583	1,0%	72	655	1,1%
Totale valute non euro	**27.106**	**27.286**	**51,1%**	**(18.423)**	**8.863**	**16,6%**	**30.311**	**30.548**	**52,2%**	**(20.218)**	**10.330**	**17,7%**
TOTALE	**52.687**	**53.375**	**100,0%**	**-**	**53.375**	**100,0%**	**57.583**	**58.463**	**100,0%**	**-**	**58.463**	**100,0%**

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta un 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	2020				2019			
	Ante copertura	%	*Post* copertura	%	*Ante* copertura	%	*Post* copertura	%
Tasso variabile	19.458	32,6%	13.672	22,9%	17.113	27,4%	12.208	19,6%
Tasso fisso	40.267	67,4%	46.053	77,1%	45.314	72,6%	50.219	80,4%
Totale	**59.725**		**59.725**		**62.427**		**62.427**	

Al 31 dicembre 2020 il 32,6% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (27,4% al 31 dicembre 2019). 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 2020 risulta pari al 22,9% dell'indebitamento finanziario (19,6% al 31 dicembre 2019). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale, ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, la percentuale dell'indebitamento finanziario coperto al 31 dicembre 2020 resterebbe invariata come nell'esercizio precedente.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

44.3.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 6.345 milioni*

Al 31 dicembre 2020 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 6.345 milioni di euro, registrando un incremento di 2.428 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti verso banche a breve termine	711	579	132
Commercial paper	4.854	2.284	2.570
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	370	750	(380)
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	410	304	106
Indebitamento finanziario a breve	**6.345**	**3.917**	**2.428**

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 4.854 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, Enel Finance America ed Endesa.
Tra i principali programmi di commercial paper si segnalano:

- 6.000 milioni di euro di Enel Finance International;
- 4.000 milioni di euro di Endesa;
- 3.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 2.445 milioni di euro al 31 dicembre 2020, di Enel Finance America.

Si sottolinea che nel corso del 2020 Enel Finance International ed Endesa hanno strutturato programmi di commercial paper legati a obiettivi di sostenibilità e che al 31 dicembre 2020 l'ammontare totale di tali emissioni è pari a 3.901 milioni di euro.

44.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 47 "Derivati ed hedge accounting".

44.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2020		2019	
	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(1.326)**	***(1.334)***	**(525)**	***(1.137)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	1	-	1	**-**
Altre attività finanziarie al FVOCI	6	-	5	**-**
Totale attività finanziarie al FVOCI	**7**	**-**	**6**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	(125)	*(346)*	177	*(23)*
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**(125)**	***(346)***	**177**	***(23)***
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(1.385)**	**-**	**(3.514)**	**-**
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 12 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

45. Risk management

Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di tasso di interesse, di commodity, di tasso di cambio, credito e controparte e di liquidità.

Come riportato nel capitolo "Risk management" della Relazione sulla gestione, la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di Comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati economici.

Le policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi (connessi al consolidamento contabile). Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione sia della natura degli strumenti finanziari sia delle fonti di ricavo, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over The Counter (OTC) o mediante appositi accordi commerciali.

Nell'ambito della governance dei rischi finanziari, Enel svolge regolarmente l'attività di monitoraggio del portafoglio in derivati OTC con riferimento ai valori soglia definiti dal Regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing (regolamento EMIR – European Market Infrastructure Regulation – n. 648/2012 del Parlamento Europeo e del Consiglio). Nel corso del 2020 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subíto variazioni rispetto al precedente esercizio.

Infine, l'impatto COVID-19 sui temi legati alla gestione del rischio è stato limitato e comunque non tale da influenzare direttamente e in misura significativa la valutazione degli strumenti derivati e l'esito delle verifiche di efficacia sulle coperture del rischio cambio, tasso e commodity.

Anche i sottostanti finanziari non hanno risentito dell'impatto negativo del COVID-19 e non sono state registrate variazioni nelle esposizioni.

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.

Allo scopo di testare ai fini della normativa EMIR l'effettiva efficacia delle tecniche di copertura poste in essere, il Gruppo sottopone i propri portafogli di copertura a una periodica verifica statistica.

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.

Gli interest rate swap "da variabile a fisso" consentono di trasformare una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa futuri alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da fisso a variabile" consentono di trasformare una passività finanziaria a tasso fisso valutata al fair value in una passività a tasso variabile, neutralizzando in tal modo l'esposizione del fair value alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da variabile a variabile" consentono di trasformare i criteri di indicizzazione di una passività finanziaria a tasso variabile.

Alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi di cassa cedolari con più fasi, coperti da interest rate swap, che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio interessi entrambi a tasso fisso.

I contratti di interest rate option prevedono, al raggiungi-

mento di valori soglia predefiniti (c.d. "strike"), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato sul valore nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. "cap") o il tasso minimo (c.d. "floor") al quale risulterà indicizzato lo strumento finanziario sintetico per effetto della copertura. Alcune strategie di copertura prevedono combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo. In questo caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d." zero cost collar").

I contratti di interest rate option vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un interest rate swap è elevato rispetto alle aspettative del mercato sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di maggior incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni del livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2020 e del 31 dicembre 2019 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2020	**2019**
Da variabile a fisso interest rate swap	7.323	7.932
Da fisso a variabile interest rate swap	173	152
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	276	327
Interest rate option	50	50
Totale	**7.822**	**8.461**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 47 "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	2020				
		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	18	(18)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	6	(6)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	112	(112)
Fair value hedge	25	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2020 il 24,6% (22,5% al 31 dicembre 2019) 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), l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2020, risulta essere coperto per l'86,3% rispetto all'esposizione (coperto per l'85,9% al 31 dicembre 2019).

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 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 2020 e del 31 dicembre 2019, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2020	**2019**
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	20.636	22.756
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	5.469	4.291
Contratti currency forward/swap a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	3.971	4.760
Altri contratti forward	990	1.488
Totale	**31.066**	**33.295**

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 20.636 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (22.756 milioni di euro al 31 dicembre 2019);
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 9.440 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 (9.051 milioni di euro al 31 dicembre 2019);
- 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.

Al 31 dicembre 2020 si rileva che il 51% (52% al 31 dicembre 2019) 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 17% al 31 dicembre 2020 (18% al 31 dicembre 2019).

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		2020			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	605	(739)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.968)	3.626
Fair value hedge	10%	(53)	65	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche, quali energia elettrica, gas, olio, CO_2 ecc., 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 e combustibili 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 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 2020 e al 31 dicembre 2019, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2020	**2019**
Contratti forward e future	48.064	35.824
Swap	1.862	5.706
Opzioni	576	654
Embedded	7	68
Totale	**50.509**	**42.252**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 47 "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	2020				
		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	15%	(43)	43	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	-	-	25	(25)

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito e controparte, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Regione, Paese e Linea di Business Globale da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Regioni, Paesi e Linee di Business Globali e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da implementare.

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefíci a esse connessi.

Con riferimento infine all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Regione/Paese/Linea di Business Globale, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per 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 alla crisi pandemica globale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione dei clienti commerciali che hanno avuto una bassa esposizione agli impatti del COVID (per es., utility e società di distribuzione).

CREDITI FINANZIARI

Milioni di euro

	al 31.12.2020				
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	0,9%	7.088	65	7.023
Underperforming	Lifetime ECL	25,0%	88	22	66
Non-performing	Lifetime ECL	68,8%	176	121	55
Totale			**7.352**	**208**	**7.144**

ATTIVITÀ DERIVANTI DAI CONTRATTI CON I CLIENTI, CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI: VALUTAZIONE INDIVIDUALE

Milioni di euro

	al 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	**Valore contabile lordo**	**Fondo perdite attese**	**Valore netto**
Attività da contratti con i clienti	**4,3%**	**23**	**1**	**22**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	1,3%	4.953	66	4.887
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,5%	453	7	446
- 31-60 giorni	2,8%	106	3	103
- 61-90 giorni	12,8%	39	5	34
- 91-120 giorni	28,0%	25	7	18
- 121-150 giorni	12,9%	31	4	27
- 151-180 giorni	100,0%	53	53	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	83,8%	1.692	1.418	274
Totale crediti commerciali		**7.352**	**1.563**	**5.789**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	3,1%	1.243	38	1.205
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	15,6%	499	78	421
- 31-60 giorni	-	11	-	11
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	40,0%	5	2	3
- più di 180 giorni (credit impaired)	6,3%	79	5	74
Totale altri crediti		**1.837**	**123**	**1.714**
TOTALE		**9.212**	**1.687**	**7.525**

ATTIVITÀ DERIVANTI DAI CONTRATTI CON I CLIENTI, CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI: VALUTAZIONE COLLETTIVA

Milioni di euro

	al 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	**Valore contabile lordo**	**Fondo perdite attese**	**Valore netto**
Attività da contratti con i clienti	**1,2%**	**163**	**2**	**161**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,6%	5.487	32	5.455
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	7,2%	554	40	514
- 31-60 giorni	16,2%	154	25	129
- 61-90 giorni	26,4%	110	29	81
- 91-120 giorni	36,6%	71	26	45
- 121-150 giorni	43,1%	58	25	33
- 151-180 giorni	100,0%	79	79	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	100,0%	1.468	1.468	-
Totale crediti commerciali		**7.981**	**1.724**	**6.257**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,2%	274	6	268
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	3	-	3
- 31-60 giorni	-	1	-	1
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	55	-	55
Totale altri crediti		**333**	**6**	**327**
TOTALE		**8.477**	**1.732**	**6.745**

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 garantisca 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.

Per far fronte a ogni scenario di eccezionale complessità derivante dall'impatto del COVID-19, nel corso del 2020 il Gruppo ha deciso di incrementare ulteriormente il già ampio e robusto livello di risorse finanziarie liquide disponibili aumentando le linee di credito committed e i programmi di commercial paper.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito e commercial paper non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	4.028	14.531	215	15.461
Linee di credito uncommitted	802	-	927	-
Commercial paper	7.591	-	9.627	-
Totale	**12.421**	**14.531**	**10.769**	**15.461**

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2022	2023	2024	2025	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	175	866	2.256	2.085	4.595	3.408	9.667
- tasso variabile quotate	-	260	437	580	397	308	818
- tasso fisso non quotate	-	-	1.677	2.032	1.217	1.213	7.045
- tasso variabile non quotate	-	111	97	97	97	97	234
Totale obbligazioni	**175**	**1.237**	**4.467**	**4.794**	**6.306**	**5.026**	**17.764**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	69	185	233	63	32	32	168
- tasso variabile	181	934	944	713	722	683	5.073
- uso linee di credito revolving	-	-	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	**250**	**1.119**	**1.177**	**776**	**754**	**715**	**5.241**
Leasing:							
- tasso fisso	62	163	194	159	121	115	1.165
- tasso variabile	5	17	15	13	13	13	13
Totale leasing	**67**	**180**	**209**	**172**	**134**	**128**	**1.178**
Altri finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	21	53	63	90	130	24	258
- tasso variabile	44	22	24	17	14	19	39
Totale altri finanziamenti non bancari	**65**	**75**	**87**	**107**	**144**	**43**	**297**
TOTALE	**557**	**2.611**	**5.940**	**5.849**	**7.338**	**5.912**	**24.480**

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 2020.

Milioni di euro					
	al 31.12.2020	2021-2024	2025-2029	2030-2034	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	67.400	19.058	15.730	13.273	19.339
- combustibili	41.855	21.207	12.855	5.832	1.961
Totale	**109.255**	**40.265**	**28.585**	**19.105**	**21.300**

46. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2020 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.

47. Derivati ed hedge accounting

SP SP

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair valute dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per 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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	138	12	22	7	-	-	-	-
- cambi	639	166	28	25	79	-	28	-
Totale	**777**	**178**	**50**	**32**	**79**	**-**	**28**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	161	335	21	26	-	133	-	-
- cambi	5.061	11.705	685	1.081	698	2.717	51	132
- commodity	2.541	1.628	428	215	2.165	3.081	627	847
Totale	**7.763**	**13.668**	**1.134**	**1.322**	**2.863**	**5.931**	**678**	**979**
Derivati di trading:								
- tassi	50	50	2	2	-	-	-	-
- cambi	71	-	4	-	3.430	3.399	79	34
- commodity	379	322	46	27	21.424	17.203	2.686	3.052
Totale	**500**	**372**	**52**	**29**	**24.854**	**20.602**	**2.765**	**3.086**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**9.040**	**14.218**	**1.236**	**1.383**	**27.796**	**26.533**	**3.471**	**4.065**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- cambi	-	5	-	1	-	-	-	-
Totale	**-**	**5**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	7.201	7.704	938	779	122	65	2	1
- cambi	16.310	11.049	2.491	1.560	3.766	2.573	263	115
- commodity	1.535	601	148	47	1.466	1.613	379	457
Totale	**25.046**	**19.354**	**3.577**	**2.386**	**5.354**	**4.251**	**644**	**573**
Derivati di trading:								
- tassi	50	62	4	6	100	100	88	79
- cambi	28	2	3	-	984	1.679	41	38
- commodity	89	154	22	14	20.910	17650	2.758	2.864
Totale	**167**	**218**	**29**	**20**	**21.994**	**19.429**	**2.887**	**2.981**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**25.213**	**19.577**	**3.606**	**2.407**	**27.348**	**23.680**	**3.531**	**3.554**

47.1 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, 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;
> 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 45 "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 coper-

tura 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).

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 e associati rischi

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").

In un contesto di significativa incertezza che riguarda la tempistica e i metodi di transizione nei vari Paesi, il Gruppo sta finalizzando la valutazione dell'impatto sui contratti dopo averne definito il perimetro globale in termini di numerosità e di valore nominale attraverso una raccolta dei dati sia dei Paesi sia delle Linee di Business. Inoltre, stanno iniziando a essere implementate modifiche contrattuali seguendo un graduale processo che continuerà nel 2021, soggetto a variabilità basata sull'evoluzione della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse e sui tassi di riferimento alternativi privi di rischio connessi alla liquidità di mercato.

Derivati

Per scopi di gestione del rischio il Gruppo detiene interest rate swap e cross currency interest rate swap che sono designati, per la maggior parte, come relazioni di copertura di cash flow hedge, con solo una parte minoritaria designata come relazioni di copertura di tipo fair value hedge.

Gli interest rate swap e cross currency interest rate swap sono essenzialmente indicizzati o all'Euribor o al LIBOR in dollari statunitensi o sterline. 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 degli indici di riferimento e prevede di modificare le definizioni ISDA 2006 relative ai tassi variabili per includere clausole di sostituzione, applicabili alla dismissione permanente di alcuni indici di riferimento chiave. L'ISDA ha pubblicato un supplemento per modificare le definizioni ISDA 2006 (*ISDA Fallback supplement*) e un protocollo per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le modifiche alle definizioni dei tassi variabili nelle transazioni in derivati stipulate prima dell'entrata in vigore del supplemento

(*ISDA Fallback protocol*). Il Gruppo sta valutando se aderire o meno al suddetto protocollo, monitorando anche se altre controparti stiano aderendo. In caso di cambiamento del piano o se ci fossero controparti che non aderiscono al protocollo, il Gruppo negozierebbe bilateralmente con loro circa l'inclusione di nuove clausole di sostituzione.

Relazioni di copertura

Il Gruppo ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2020 con riferimento sia agli strumenti di copertura sia agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti che gli strumenti di copertura del Gruppo cambieranno parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBOR) a tassi sostitutivi di riferimento privi di rischio (RFR) come risultato delle modifiche contrattuali che saranno efficaci durante il 2021. In particolare, per gli strumenti di copertura indicizzati all'Euribor il tasso sostitutivo sarà basato sull'Euro STR (Euro Short-Term Rate), mentre per quelli indicizzati al LIBOR in dollari statunitensi e sterline la nuova indicizzazione sarà basata rispettivamente al SOFR (Secured Overnight Financing Rate) e al SONIA (Sterling Overnight Index Average).
L'esposizione più significativa del Gruppo è riferita all'Euribor, insieme a importanti esposizioni anche al LIBOR in sterline e dollari statunitensi; tuttavia è sicuramente dal lato euro che l'incertezza sulle tempistiche del processo di sostituzione è più alta.

Comunque, anche se il Gruppo si aspetta che gli indici di riferimento basati su mercati interbancari cessino di esistere dopo la fine del 2021, esiste incertezza sulla tempistica e sulle modalità di sostituzione di tali indici con riferimento sia ai connessi elementi coperti sia agli strumenti di copertura. Il Gruppo sta quindi applicando le modifiche all'IFRS 9 emesso a settembre 2019 a quelle relazioni di copertura direttamente impattate dalla riforma IBOR.
Le relazioni di copertura impattate dalla riforma IBOR potrebbero incorrere in un'inefficacia attribuibile alle aspettative degli attori di mercato riguardo al momento in cui avverrà il passaggio dagli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse basati sui mercati interbancari a quelli alternativi. Questa transizione potrebbe avvenire in tempi diversi per gli elementi coperti e gli strumenti di copertura e portare alla rilevazione di inefficacia; in ogni caso il Gruppo lavorerà per applicare il meccanismo di sostituzione nello stesso momento.

L'esposizione del Gruppo Enel riferita alle relazioni di copertura impattate dalla riforma IBOR, per le quali sono state applicate le eccezioni previste dalle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019, ammonta a 9.434 milioni di euro in termini di valore nozionale degli strumenti di copertura al 31 dicembre 2020. Inoltre, la ripartizione dei valori nozionali degli strumenti di copertura per tasso IBOR è la seguente:

Milioni di euro	**Valore nozionale**
	al 31.12.2020
Strumenti di copertura	
GBP LIBOR	1.225
USD LIBOR	1.595
Euribor	6.614
Totale	**9.434**

47.1.1 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 2020 e al 31 dicembre 2019 distinti per scadenza.

	Maturity					
Milioni di euro	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**
Al 31.12.2020						
Interest rate swap						
Totale valore nozionale	122	461	178	155	591	6.115
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	-	135	178	155	591	5.295
Tasso di interesse medio IRS in EUR		5,0139	4,1593	4,4380	1,9058	1,8321
Valore nozionale relativo a IRS in USD	122	326	-	-	-	639
Tasso di interesse medio IRS in USD	2,0350	3,5227				2,4648

	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**Oltre**
Al 31.12.2019						
Interest rate swap						
Totale valore nozionale	199	140	499	187	170	7.054
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	47	-	143	187	170	6.042
Tasso di interesse medio IRS in EUR	3,1825		4,9699	4,0516	4,1629	1,8298
Valore nozionale relativo a IRS in USD	134	134	356	-	-	665
Tasso di interesse medio IRS in USD	1,5740	2,0350	3,5227			2,9665

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 2020 e al 31 dicembre 2019, 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 31.12.2020			**al 31.12.2019**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	15	-	126	-	-	-
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso fisso	7	-	12	7	-	12
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	-	(232)	1.190	11	(499)	3.953
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	21	-	161	15	-	140
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	-	(708)	6.133	-	(281)	4.144
Totale		**43**	**(940)**	**7.622**	**33**	**(780)**	**8.249**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Fair value hedge								
Interest rate swap	138	12	22	7	-	-	-	-
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**138**	**12**	**22**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	161	468	21	26	7.323	7.769	(940)	(780)
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**161**	**468**	**21**	**26**	**7.323**	**7.769**	**(940)**	**(780)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**299**	**480**	**43**	**33**	**7.323**	**7.769**	**(940)**	**(780)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2020 pari a 7.622 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 897 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2019 il valore nozionale evidenzia un decremento di 627 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di Interest Rate Swap per 180 milioni di euro;
- a una modifica del metodo di consolidamento in disponibili per la vendita di interest rate swap dell'area "Africa, Asia e Oceania" pari a 127 milioni di euro;
- a nuovi interest rate swap per 40 milioni di euro. il valore inoltre risente per 360 milioni di euro della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing.

Il peggioramento del fair value, pari a 150 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, derivanti dalle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e dalle variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio di tasso di interesse sia per il 2020 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2020	2019
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di interesse	15	-
Elemento coperto	(14)	-
Inefficacia	**1**	**-**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	2020			2019		
	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	138	22	22	12	7	7

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	2020			2019		
	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 a tasso fisso	20	7	(7)	20	7	(7)
Finanziamenti a tasso variabile	146	15	(15)	-	-	-
Totale	**166**	**22**	**(22)**	**20**	**7**	**(7)**

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 31.12.2020	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	21	4	4	4	3	2	5
Derivati passivi (fair value negativo)	(940)	(149)	(141)	(141)	(125)	(104)	(306)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	2020			2019		
	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	7.484	(919)	(919)	8.237	(754)	(754)
Totale	**7.484**	**(919)**	**(919)**	**8.237**	**(754)**	**(754)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	2020					2019				
	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	**Fair value dei derivati a P&L alla data di designazione in CFH**	**Riserva cash flow hedge**	**Riserva costi di hedging**	**Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH**	**Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo**	**Fair value dei derivati a P&L alla data di designazione in CFH**	**Riserva cash flow hedge**	**Riserva costi di hedging**	**Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH**
Obbligazioni a tasso variabile	232	–	(232)	–	–	486	–	(486)	–	(2)
Crediti finanziari a tasso variabile	(21)	–	21	–	–	(15)	–	15	–	–
Finanziamenti a tasso variabile	653	(44)	(653)	–	(11)	275	(49)	(226)	–	(6)
Totale	**864**	**(44)**	**(864)**	**–**	**(11)**	**746**	**(49)**	**(697)**	**–**	**(8)**

Infine, si segnala che, relativamente ai derivati di cash flow hedge su tasso di interesse, nel corso del 2020 l'importo riclassificato dalle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) a Conto economico ha generato oneri finanziari per 82 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale, mentre nell'esercizio precedente sono stati rilevati oneri finanziari per 1.315 milioni di euro.

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 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	Maturity						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Al 31.12.2020							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	859	1.702	3.120	3.088	1.336	10.882	20.987
Valore nozionale CCIRS EUR-USD	185	1.630	2.038	1.223	1.223	6.928	13.227
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,1348	1,1213	1,2493	1,1039	1,1593	1,2397	
Valore nozionale CCIRS EUR-GBP	278	-	-	946	-	3.443	4.667
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,8248			0,8765		0,7876	
Valore nozionale CCIRS EUR-CHF	-	-	-	208	-	120	328
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF				1,0642		0,9040	
Valore nozionale CCIRS USD-BRL	395	71	64	-	-	244	774
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	4,3935	4,1779	5,1967			3,4489	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	3.684	1.871	12	-	-	-	5.567
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	2.671	1.786	12	-	-	-	4.469
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,1473	1,1535	1,1976				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	379	37	-	-	-	-	416
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	5,2226	5,4405					
Valore nozionale - currency forward USD/COP	187	-	-	-	-	-	187
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	3.782						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	121	-	-	-	-	-	121
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	716,8847						
Valore nozionale - currency forward EUR/RUB	100	-	-	-	-	-	100
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/RUB	91,8464						

Milioni di euro	Maturity						
	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2019							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	831	1.115	1.781	3.339	3.146	12.511	22.723
Valore nozionale CCIRS EUR-USD	-	202	1.781	3.339	1.336	8.904	15.562
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD		1,1348	1,1213	1,2184	1,1039	1,2067	
Valore nozionale CCIRS EUR-GBP	470	587	-	-	999	3.041	5.097
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,8466	0,8245			0,8765	0,8062	
Valore nozionale CCIRS EUR-CHF	92	-	-	-	207	120	419
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF	1,2169				1,0642	1,21	
Valore nozionale CCIRS USD-BRL	269	326	-	-	-	288	883
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	3,9273	3,4742				3,5655	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	4.459	1.015	18	-	-	-	5.492
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	2.899	958	18	-	-	-	3.875
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,1774	1,1803	1,1609				
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	527	44	-	-	-	-	571
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	678,0443	680					
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	313	14	-	-	-	-	327
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	4,1274	4,1330					
Valore nozionale - currency forward EUR/ZAR	221	-	-	-	-	-	221
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/ZAR	17,7856						
Valore nozionale - currency forward EUR/RUB	181	-	-	-	-	-	181
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/RUB	74,1277						

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 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Hedged item**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2020			**al 31.12.2019**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/ Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	28	-	639	25	(1)	171
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	28	-	79	-	-	-
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	67	(15)	579	55	(5)	999
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	50	-	484	-	(4)	72
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	12	-	356	6	(1)	302
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	588	(2.374)	18.499	1.022	(1.535)	20.877
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	7	(4)	351	-	(17)	302
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	3	(12)	574	3	(63)	811
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	5	(309)	4.167	124	(7)	3.462
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	4	(40)	825	3	(43)	1.219
Totale		**792**	**(2.754)**	**26.553**	**1.238**	**(1.676)**	**28.215**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 19.622 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 1.708 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.365 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 95 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 4.741 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 negativo complessivo pari a 313 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 825 milioni di euro e un fair value negativo pari a 36 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 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**	**al 31.12.2020**	**al 31.12.2019**
Fair value hedge								
CCIRS	718	166	56	25	-	5	-	(1)
Totale	**718**	**166**	**56**	**25**	**-**	**5**	**-**	**(1)**
Cash flow hedge								
Currency forward	476	3.253	12	130	5.090	2.238	(361)	(113)
CCIRS	5.582	11.169	724	1.083	14.687	11.384	(2.393)	(1.562)
Totale	**6.058**	**14.422**	**736**	**1.213**	**19.777**	**13.622**	**(2.754)**	**(1.675)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**6.776**	**14.588**	**792**	**1.238**	**19.777**	**13.627**	**(2.754)**	**(1.676)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2020, pari a 20.987 milioni (22.724 milioni di euro al 31 dicembre 2019), evidenzia un decremento di 1.737 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 831 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 1.108 milioni di euro, di cui 557 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in sterline inglesi intervenute nel mese di ottobre 2020. Si rileva inoltre la chiusura anticipata di cross currency interest rate swap per un ammontare pari a 294 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 decremento del valore nozionale di 1.720 milioni di euro. Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2020, pari a 5.566 milioni di euro (5.491 milioni di euro al 31 dicembre 2019), evidenzia un incremento di 75 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 nozionale sono connesse alla normale operatività.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite netti rilevati a Conto economico, derivanti dalle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e dalle variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio di tasso di cambio sia per il 2020 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	2020	2019
	Utili/(Perdite) netti	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di cambio	44	1
Elemento coperto	(51)	(4)
Inefficacia	**(7)**	**(3)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	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)	718	56	56	171	24	24

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	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 in valuta estera a tasso fisso	637	34	(34)	81	11	(11)
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	79	28	(28)	90	15	(15)
Totale	**716**	**62**	**(62)**	**171**	**26**	**(26)**

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 31.12.2020	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	736	140	105	178	87	13	53
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.754)	(139)	(180)	(18)	(96)	27	(98)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	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)	20.269	(1.669)	(1.463)	22.552	(479)	(345)
Currency forward	5.566	(349)	(342)	5.491	17	52
Totale	**25.835**	**(2.018)**	**(1.805)**	**28.043**	**(462)**	**(293)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Fair value 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 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	(52)	52	-	-	(49)	49	1	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	(50)	50	-	-	3	(3)	(1)	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(12)	12	-	-	(5)	5	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.580	(1.580)	(205)	-	378	(378)	(135)	-
Flussi di cassa futuri in valuta	(3)	3	-	-	17	(17)	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta	7	(7)	(3)	-	59	(59)	(1)	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	305	(305)	-	1	(119)	119	-	(2)
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	30	(30)	(5)	(1)	9	(9)	(32)	1
Totale	**1.805**	**(1.805)**	**(213)**	**-**	**293**	**(293)**	**(168)**	**(1)**

Infine, si segnala che, relativamente ai derivati di cash flow hedge su tasso di cambio, nel corso del 2020 l'importo riclassificato dalle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) a Conto economico ha generato oneri finanziari per 1.483 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale, mentre nell'esercizio precedente sono stati rilevati oneri finanziari per 770 milioni di euro.

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2020							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	78	65	64	65	53	281	**606**
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	40,3	37,9	37,7	37,7	37,6	37,7	
Valore nozionale su carbone/shipping	32	2	-	-	-	-	**34**
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	51,2	57,9	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	-	-	-	-	-	-	**-**
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Commodity forward/ future							
Valore nozionale su energia	1.065	244	246	197	191	741	**2.684**
Prezzo medio - commodity forward/ future su energia (€/MWh)	43,2	25,0	19,1	17,9	17,4	15,2	
Valore nozionale su gas	1.521	973	17	20	20	108	**2.659**
Prezzo medio - commodity forward/ future su gas (€/MWh)	14,3	14,9	15,2	4,9	4,9	2,5	
Valore nozionale su CO2	317	134	37	-	-	-	**488**
Prezzo medio - commodity forward/ future su CO2 (€/t)	24,2	26,6	27,9	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	744	413	-	-	-	-	**1.157**
Prezzo medio - commodity forward/ future su petrolio ($/bbl)	45,0	44,3	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	-	8	9	9	9	45	**80**
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	-	29,7	26,4	26,4	26,4	31,7	

Milioni di euro	Maturity						
	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2019							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	703	123	121	135	128	712	1.922
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	47,7	20,5	20,2	20,2	20,2	20,7	
Valore nozionale su carbone/shipping	253	-	-	-	-	-	253
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	62,4	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	13	13	13	13	41	66	159
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	3,0	3,0	3,0	3,0	7,0	7,9	
Commodity forward/ future							
Valore nozionale su energia	726	2	-	-	-	-	728
Prezzo medio - commodity forward/ future su energia (€/MWh)	50,5	50,4	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	1.869	662	1	-	-	-	2.532
Prezzo medio - commodity forward/ future su gas (€/MWh)	15,9	19,1	17,2	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	217	9	-	-	-	-	226
Prezzo medio - commodity forward/ future su CO_2 (€/t)	18,0	25,0	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	988	115	-	-	-	-	1.103
Prezzo medio - commodity forward/ future su petrolio ($/bbl)	64,8	59,7	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	-	-	-	-	-	-	-
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	

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 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	369	1.301	70	234	236	621	(56)	(107)
- forward/future	2.066	280	361	34	571	448	(16)	(44)
- opzioni	70	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	**2.505**	**1.581**	**431**	**268**	**807**	**1.069**	**(72)**	**(151)**
Derivati su carbone/shipping:								
- swap	34	-	11	7	-	253	-	(54)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	**34**	**-**	**11**	**7**	**-**	**253**	**-**	**(54)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	-	79	-	9	-	80	-	(1)
- forward/future	1.674	2.823	456	694	2.189	812	(455)	(298)
- opzioni	11	-	18	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	**1.685**	**2.902**	**474**	**703**	**2.189**	**892**	**(455)**	**(299)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	482	226	139	84	5	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**482**	**226**	**139**	**84**	**5**	**-**	**-**	**-**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**4.706**	**4.709**	**1.055**	**1.062**	**3.001**	**2.214**	**(527)**	**(504)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019, 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 474 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO_2 per 139 milioni di euro, a transazioni in derivati su energia per 431 milioni di euro e, in minor misura, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione (11 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 sia su commodity petrolifere sia su prodotti gas.

Nella categoria CO_2 rientrano principalmente operazioni di copertura per la compliance del Gruppo Enel.

Nella categoria power rientrano principalmente operazioni di hedging di medio-lungo termine, in particolare sul perimetro 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 455 milioni di euro (principalmente per contratti di vendita in hedging) e a contratti derivati su energia per 72 milioni di euro.

Le principali operazioni gestite in hedge accounting per il Gruppo non hanno al momento risentito di particolari effetti negativi (per es., discontinuing, inefficacie) derivanti dall'emergenza COVID-19 tanto a livello globale quanto a livello di economie locali.

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 31.12.2020	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.055	626	131	34	18	19	227
Derivati passivi (fair value negativo)	(527)	(392)	(99)	(23)	(6)	(6)	(1)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo su commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	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	605	23	23	1.922	127	127
Swap su carbone/shipping	34	11	11	253	(47)	(47)
Swap su gas e petriolio	-	-	-	159	8	8
Forward/future su energia	2.717	375	356	728	(10)	(10)
Forward/future su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	3.794	(20)	(20)	3.635	396	396
Forward/future su CO_2	487	139	139	226	84	84
Option su energia	70	-	-			
Totale	**7.707**	**528**	**509**	**6.923**	**558**	**558**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Fair value 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 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	(316)	374	-	24	(110)	110	-	7
Transazioni future di carbone/ shipping	(11)	11	-	-	47	(47)	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	20	(20)	-	-	(404)	404	-	-
Transazioni future di CO_2	(139)	139	-	-	(84)	84	-	-
Totale	**(446)**	**504**	**-**	**24**	**(551)**	**551**	**-**	**7**

Infine, si segnala che, relativamente ai derivati di cash flow hedge su prezzo su commodity, nel corso del 2020 l'importo riclassificato dalle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) a Conto economico ha generato oneri finanziari per 293 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale, mentre nell'esercizio precedente sono stati rilevati proventi finanziari per 20 milioni di euro.

47.2 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 2020 e al 31 dicembre 2019:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Derivati FVTPL:								
- su tasso di interesse:								
- interest rate swaps	50	50	2	2	100	112	(88)	(80)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(4)	(5)
- su tasso di cambio:								
- currency forwards	3.501	3.399	83	34	1.012	1.648	(44)	(38)
- CCIRS	-	-	-	-	-	33	-	-
- su commodity	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati su energia:								
- swap	144	282	14	25	109	281	(18)	(28)
- forward/future	5.493	5.353	75	403	5.626	4.329	(428)	(155)
- option	137	3	24	2	9	27	(12)	(14)
Totale derivati su energia	**5.774**	**5.638**	**113**	**430**	**5.744**	**4.637**	**(458)**	**(197)**
Derivati su carbone:								
- swap	47	311	4	69	16	367	(1)	(80)
- forward/future	200	-	40	-	144	-	(27)	-
Totale derivati su carbone	**247**	**311**	**44**	**69**	**160**	**367**	**(28)**	**(80)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	635	1.259	81	168	259	852	(34)	(97)
- forward/future	13.993	9.782	2.108	2.126	14.121	11.047	(1.999)	(2.190)
- option	185	315	165	247	170	309	(173)	(273)
Totale derivati su gas e petrolio	**14.813**	**11.356**	**2.354**	**2.541**	**14.550**	**12.208**	**(2.206)**	**(2.560)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	770	185	209	31	290	524	(72)	(32)
- option	-	-	-	-	5	-	(5)	-
Totale derivati su CO_2	**770**	**185**	**209**	**31**	**295**	**524**	**(77)**	**(32)**
Derivati su Altro:								
- swap	-	4	-	2	13	16	(7)	(1)
- forward/future	195	6	9	3	234	9	(1)	(4)
Totale derivati su Altro	**195**	**10**	**9**	**5**	**247**	**25**	**(8)**	**(5)**
Derivati embedded	4	25	3	3	3	43	(3)	(4)
TOTALE	**25.354**	**20.974**	**2.817**	**3.115**	**22.161**	**19.647**	**(2.916)**	**(3.001)**

Al 31 dicembre 2020 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 200 milioni di euro. Il fair value netto negativo di 90 milioni di euro ha subíto un incremento di 7 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2020 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 4.513 milioni di euro. Il complessivo decremento del loro valore nozionale e l'incremento del fair value netto positivo pari a 43 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2020 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 42.802 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 2.354 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 113 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 2.206 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 458 milioni di euro.

Nella categoria Altro sono ricomprese attività di copertura effettuate tramite derivati su indici meteorologici ("Weather Derivatives"). Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo sono infatti esposte anche al rischio volumetrico legato alla variabilità delle condizioni meteorologiche (per es., la temperatura ambientale influisce sui consumi di gas e di energia elettrica).

Gli embedded derivative, presenti in Enel Green Power North America, afferiscono principalmente a clausole finanziarie integrative inserite in accordi più complessi di tax equity partnership, utilizzati per finanziare gli investimenti in nuova capacità rinnovabile.

Infine si precisa che, i derivati al fair value through profit or loss comprendono 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 principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

Valutazione al fair value

48. 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 e criteri di valutazione".

48.1 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
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	27	**40**	4	13	23	**-**	-	-	-
Titoli FVOCI	27.1, 28.1	**408**	408	-	-	**67**	67	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	27	**30**	21	-	9	**-**	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	27	**2.057**	-	2.057	-	**-**	-	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al fair value	27	**-**	-	-	-	**301**	226	75	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	47	**22**	-	22	-	**-**	-	-	-
- cambi	47	**28**	-	28	-	**28**	-	28	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	47	**21**	-	21	-	**-**	-	-	-
- cambi	47	**685**	-	685	-	**51**	-	51	-
- commodity	47	**428**	102	282	44	**627**	279	333	15
Derivati di trading:									
- tassi	47	**2**	-	2	-	**-**	-	-	-
- cambi	47	**4**	-	4	-	**79**	-	79	-
- commodity	47	**46**	5	40	2	**2.686**	1.637	1.049	-
Rimanenze valutate al fair value	47	**-**	-	-	-	**55**	41	2	12
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	29, 30	**21**	-	8	13	**23**	-	11	12

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 relativi 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 Goiás, nonché all'impianto di generazione di PH Chucas in Costa Rica, e sono contabilizzati 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 voce "Crediti e altre attività finanziarie valutate al fair value" è rappresentata essenzialmente da investimenti di liquidità; la valutazione del loro fair value rientra nelle casistiche di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato.
Per quanto concerne i contratti derivati; il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.
I derivati su tassi di interesse e di cambio rientrano integralmente nella casistica di Livello 2.

Relativamente ai derivati su commodity, la valutazione del fair value, si configura in larghissima misura nelle casistiche di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato in quanto si tratta di contratti stipulati verso controparti di Borsa, principali operatori del settore od operatori finanziari. Marginali eccezioni, sia in CFH sia di trading, sono rappresentate da alcuni contratti derivati relativi a indici meteorologici ("Weather Derivatives" – la cui valutazione è effettuata utilizzando dati storici certificati delle variabili sottostanti) o

da alcuni contratti finanziari long term ("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. 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.

48.2 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
Investimenti immobiliari	20	**148**	-	-	148	**-**	-	-	-
Rimanenze	31	**-**	-	-	-	**52**	-	-	52

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 148 milioni di euro e per 52 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.

48.3 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
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	47	**938**	-	938	-	**2**	-	2	-
- cambi	47	**2.491**	-	2.491	-	**263**	-	263	-
- commodity	47	**148**	29	76	43	**379**	75	302	2
Derivati di trading:									
- tassi	47	**4**	-	4	-	**88**	-	88	-
- cambi	47	**3**	-	3,0	-	**41**	-	41	-
- commodity	47	**22**	3	19	-	**2.758**	1.629	1.122	7
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	39, 40	**41**	-	-	41	**53**	-	51	2

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America e in Grecia, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

48.4 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
Obbligazioni:					
- a tasso fisso	44.3.1	43.223	39.722	3.501	-
- a tasso variabile	44.3.1	3.765	147	3.618	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	44.3.1	833	-	833	-
- a tasso variabile	44.3.1	9.259	-	9.259	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	44.3.1	2.609	-	2.609	-
- a tasso variabile	44.3.1	249	-	249	-
Totale		**59.938**	**39.869**	**20.069**	**-**

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

49. Pagamenti basati su azioni

I piani di incentivazione di lungo termine, di seguito descritti, rientrano nella Politica in materia di remunerazione adottata dal Gruppo e descritta nel paragrafo "Il sistema d'incentivazione" della Relazione sulla gestione.

Tali piani sono rivolti all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico (c.d. "DRS") e prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo, non trasferibile inter vivos, consistente in una componente azionaria (operazione con pagamento basato su azioni) e una componente monetaria (classificata come un altro beneficio a lungo termine per i dipendenti).
Per maggiori dettagli sul trattamento contabile di tali piani, si rimanda alla nota 2.2 "Princípi contabili significativi".
Le seguenti informazioni descrivono le principali caratteristiche dei piani di incentivazione con componente azionaria, adottati da Enel ed esistenti nel corso del 2020:

	Data di approvazione	Data di assegnazione	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione
Piano LTI 2019	16.05.2019 (3)	12.11.2019 (4)	2019-2021	2021 (5)	2022-2023
Piano LTI 2020	14.05.2020 (6)	17.09.2020 (7)	2020-2022	2022 (8)	2023-2024

L'effettiva maturazione dell'incentivo previsto da tali piani è subordinata alla condizione che i beneficiari rimangano impiegati all'interno del Gruppo durante il periodo di maturazione (ossia, condizione di permanenza in servizio), con poche eccezioni specificamente disciplinate dal Regolamento, e al conseguimento di specifiche condizioni di risultati riferite ai seguenti obiettivi di *performance* di durata triennale:

- TSR (Total Shareholder Return) medio(9) Enel *vs* TSR medio indice EURO STOXX Utilities - UEM nel triennio di riferimento (peso del 50%);
- ROACE (Return on Average Capital Employed) consolidato, su base cumulativa nel triennio di riferimento (peso del 25% nel Piano LTI 2020; peso del 40% nel Piano LTI 2019);
- emissioni di grammi CO_2 per kWh equivalente prodotto

(3) La data si riferisce all'Assemblea degli azionisti di Enel che ha approvato il Piano LTI 2019 ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla sua concreta attuazione.
(4) 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).
(5) In occasione dell'approvazione della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, si procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2019.
(6) La data si riferisce all'Assemblea degli azionisti di Enel che ha approvato il Piano LTI 2020 ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla sua concreta attuazione.
(7) 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).
(8) In occasione dell'approvazione della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, si procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2020.
(9) Il Total Shareholder Return (TSR) medio di Enel e dell'indice EURO STOXX Utilities - UEM viene calcolato nel periodo di tre mesi che precedono l'inizio e il termine del performance period, al fine di sterilizzare l'eventuale volatilità presente sul mercato.

dal Gruppo nell'ultimo anno del triennio di riferimento[10] (peso del 10%);

- capacità installata netta consolidata da fonti rinnovabili/capacità installata netta consolidata totale alla fine dell'ultimo anno del triennio di riferimento (condizione prevista solo dal Piano LTI 2020; peso del 15%).

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 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, a fronte del premio effettivamente maturato, l'incentivo sia erogato fino al 100% del valore base per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e fino al 50% del valore base per i DRS in azioni Enel, preventivamente acquistate dalla Società. Tale componente azionaria rappresenta un'operazione con pagamento basato su azioni regolata con strumenti rappresentativi di capitale.

Inoltre, qualora gli obiettivi siano raggiunti, l'erogazione di una porzione rilevante della componente azionaria e monetaria dell'incentivo maturato (pari ad almeno il 70% del totale) è differita al secondo esercizio successivo al performance period triennale di riferimento dei piani (c.d. "deferred payment"), eccetto il diritto dei beneficiari di richiedere il pagamento differito dell'intero incentivo.

Piano LTI (Long-Term Incentive)



(1) Nel caso di raggiungimento degli obiettivi di performance.

In attuazione delle autorizzazioni conferite dall'Assemblea degli azionisti e nel rispetto dei relativi termini e condizioni, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'avvio dei programmi di acquisto di azioni proprie a servizio dei Piani LTI.

	Acquisti autorizzati		Acquisti effettivi		
	Numero di azioni	Totale (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio ponderato (euro per azione)	Totale (euro)
Piano LTI 2019 (11)	2.500.000	10.500.000	1.549.152 (12)	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020 (13)	1.720.000		1.720.000 (14)	7,4366	12.790.870

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio dei Piani LTI, al 31 dicembre 2020 Enel detiene complessivamente n. 3.269.152 azioni proprie, pari allo 0,032% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019 e 2020.

(10) Emissioni legate alla produzione degli impianti del Gruppo.
(11) In data 19 settembre 2019 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano LTI 2019.
(12) Numero di azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019 equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale di Enel.
(13) In data 29 luglio 2020 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano LTI 2020.
(14) Numero di azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020 equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale di Enel.

	2020			2019		
	Numero azioni assegnate	Fair value per azione	Numero di azioni potenzialmente erogabili	Numero azioni assegnate	Fair value per azione	Numero di azioni potenzialmente erogabili
Piano LTI 2019	-	-	1.529.182	1.538.547	6,983	1.538.547
Piano LTI 2020	1.635.307	7,380	1.635.307	-	-	-

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle azioni Enel alla data di assegnazione [15].

I costi complessivamente rilevati a Conto economico dal Gruppo relativamente a tali piani ammontano a 5 milioni di euro nell'esercizio 2020 (0,3 milioni di euro nel 2019).

Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato i Piani LTI in esame.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

50. 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.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

(15) 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.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	808	295	2.542	187
Altri proventi	-	-	-	-	1
Proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.038	2.059	-	1.122	-
Servizi e altri materiali	-	38	3	2.728	44
Altri costi operativi	6	183	-	9	1
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	-	-	-	1	-
Oneri finanziari	-	-	-	13	-

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	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	35	15	569	29
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	9	84	63	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	625	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	4	6
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	554	83	746	748	5
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	-	1
Altre passività correnti	-	-	-	15	13
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	-	13	83
Garanzie ricevute	-	-	-	157	36
Impegni	-	-	-	102	2

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	**3.832**	206	**4.038**	**62.623**	**6,4%**
-	**1**	9	**10**	**2.362**	**0,4%**
-	**-**	62	**62**	**2.763**	**2,2%**
-	**5.219**	166	**5.385**	**25.049**	**21,5%**
-	**2.813**	145	**2.958**	**18.298**	**16,2%**
-	**199**	3	**202**	**2.202**	**9,2%**
-	**1**	-	**1**	**(212)**	**-0,5%**
-	**13**	58	**71**	**4.485**	**1,6%**

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	**-**	1.144	**1.144**	**5.159**	**22,2%**
-	**-**	21	**21**	**1.236**	**1,7%**
-	**648**	215	**863**	**12.046**	**7,2%**
-	**1**	189	**190**	**5.113**	**3,7%**
-	**158**	6	**164**	**3.578**	**4,6%**
-	**625**	359	**984**	**49.519**	**2,0%**
-	**10**	151	**161**	**6.191**	**2,6%**
-	**-**	21	**21**	**6.345**	**0,3%**
-	**89**	19	**108**	**3.168**	**3,4%**
-	**2.136**	69	**2.205**	**12.859**	**17,1%**
-	**1**	15	**16**	**1.275**	**1,3%**
-	**28**	9	**37**	**11.651**	**0,3%**
-	**346**	-	**346**		
-	**193**	-	**193**		
-	**104**	-	**104**		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.320	255	2.733	183
Altri proventi	-	-	5	1	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	1	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.661	3.009	4	1.372	-
Servizi e altri materiali	-	54	4	2.338	70
Altri costi operativi	3	182	1	4	-
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	-	-	-	11	-
Oneri finanziari	-	-	1	14	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre
Rapporti patrimoniali					
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	45	15	573	13
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	23	89	69	1
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	715	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	2	6
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	601	92	793	726	18
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	-	1
Altre passività correnti	-	-	-	16	9
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	-	354	164
Garanzie ricevute	-	-	-	125	35
Impegni	-	-	-	9	4

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	**4.491**	313	**4.804**	**77.366**	**6,2%**
-	**6**	10	**16**	**2.961**	**0,5%**
-	**1**	87	**88**	**1.637**	**5,4%**
-	**7.046**	143	**7.189**	**38.082**	**18,9%**
-	**2.466**	151	**2.617**	**18.836**	**13,9%**
-	**190**	45	**235**	**2.693**	**8,7%**
-	**11**	-	**11**	**(733)**	**-1,5%**
-	**15**	31	**46**	**4.518**	**1,0%**

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	**-**	15	**15**	**1.383**	**1,1%**
-	**646**	250	**896**	**13.083**	**6,8%**
-	**-**	8	**8**	**4.065**	**0,2%**
-	**-**	27	**27**	**4.305**	**0,6%**
-	**182**	1	**183**	**3.115**	**5,9%**
-	**715**	-	**715**	**54.174**	**1,3%**
-	**8**	143	**151**	**6.301**	**2,4%**
-	**89**	-	**89**	**3.409**	**2,6%**
-	**2.230**	61	**2.291**	**12.960**	**17,7%**
-	**-**	8	**8**	**3.554**	**0,2%**
-	**1**	38	**39**	**1.328**	**2,9%**
-	**25**	5	**30**	**13.161**	**0,2%**
-	**768**	-	**768**		
-	**160**	-	**160**		
-	**13**	-	**13**		

In merito all'informativa sulla retribuzione dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevista dallo IAS 24, si rimanda all'apposita Sezione I "Politica in materia di remunerazione dei componenti il Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale, dei dirigenti con responsabilità strategiche e dei componenti il Collegio Sindacale. Procedure per l'adozione della politica e l'attuazione della medesima" inclusa nella relazione sulla remunerazione e pubblicata sul sito di Enel all'indirizzo https://www.enel.com/it/investitori/governance/remunerazioni.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato (e successivamente aggiornato) 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. 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. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2020 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, e successive modifiche e integrazioni.

51. 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 2020, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello c.d. "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
MIUR	Enel X Srl	0,03	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto WinSic4AP, finanziato nell'ambito del bando ECSEL-2016-1-RIA
		0,03	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0,04	Erogazione liberale per energia dello sviluppo
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	1	Contributo anno 2020
Enel SpA	European University Institute	0,11	Erogazione liberale a sostegno delle attività di ricerca
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0,65	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2020
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Erogazione liberale 2020
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0,6	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2020
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0,4	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2020
Enel SpA	OECD International Energy Agency (IEA)	0,15	Erogazione liberale 2019 e 2020
Enel SpA	Responsible Business Alliance Foundation	0,05	Erogazione liberale 2020

segue

Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0,04	Erogazione liberale 2020
Enel SpA	Università Commerciale Luigi Bocconi	0,13	Erogazione liberale a sostegno di borse di studio
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	1	Erogazione liberale di cui all'art. 66 del decreto n. 18 del 17 marzo 2020
Enel Produzione SpA	Comune di Gualdo Cattaneo	0,02	Emergenza Coronavirus - Protezione Civile
Enel Produzione SpA	Comune di Porto Tolle	0,03	Erogazione liberale per l'acquisto di arredi scolastici
Enel Produzione SpA	CAI di Amatrice	0,03	Donazione a titolo gratuito al CAI di Amatrice di tre piccoli capanni in muratura
Enel Produzione SpA	Comune di Brindisi	0,08	Donazione, per il periodo estivo 1° luglio - 31 agosto, di 130 pasti al giorno per le persone in difficoltà economiche residenti nel Comune
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Porto di Brindisi (Faro Porto)	0,08	Donazione posa in opera e allacciamento di un RACON nel porto esterno di Brindisi
Enel Produzione SpA	Comune di Civitavecchia	0,07	Donazione di un percorso di illuminazione artistica
Enel Produzione SpA	Enel Foundation Onlus	0,16	Erogaz. 50% a saldo contrib. 2019 Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	1	Art. 66 del decreto n. 18 del 17 marzo 2020 COVID-19
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	1	Contributo Enel Cuore Onlus - Emergenza COVID-19
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Contributo liberale 2020
Enel Italia SpA	Legambiente Onlus	0,03	3° Sal Legambiente - Alleva La Speranza
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0,01	Erogazione liberale Prog. "UPSKILLING 4 AN H"
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0,01	Erogazione liberale Prog. "UPSKILLING 4 AN H"
Enel Italia SpA	Ashoka Italia Onlus	0,13	Contributo per la realizzazione di ecosistemi per la trasformazione e sviluppo del territorio ("Puglia fa sistema")
Enel Italia SpA	Comune di Matera	0,06	Donazione di un percorso di illuminazione artistica all'interno della cisterna del Palombaro Lungo
Enel Italia SpA	Comune di Civitavecchia	0,05	Donazione di un percorso di illuminazione artistica
Enel Italia SpA	Comune di Piegaro (PG)	0,04	Enel Italia intende offrire la progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico di 32 kW da installarsi sul tetto del Museo Paleontologico "Luigi Boldrini"
Enel Italia SpA	Comune di Tolfa (RM)	0,01	Contributo per la riqualificazione del Palazzetto dello sport affinché lo stesso possa essere anche destinato a punto di ritrovo e ricovero della popolazione in caso di emergenza, come da Piano Comunale della Protezione Civile
Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0,06	Enel ha inteso collaborare con Moige per contrastare il fenomeno dei cyber risk, del bullismo e del cyberbullismo in tutte le sue manifestazioni. Con questa iniziativa si perseguono gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile 4 (Istruzione di qualità) e 10 (Ridurre le disuguaglianze)
Enel Italia SpA	ASES - Agricoltori, Sostenibilità E Sviluppo (Associazione non profit)	0,02	Contributo per il progetto #lanaturanonsiferma
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,6	Donazione per il triennio 2020-2023
Enel Italia SpA	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus (Progetto WE)	0,03	Erogazione liberale per la realizzazione di un progetto di innovazione sociale con l'obiettivo di contribuire a incrementare la capacità di cooperazione tra cittadini e soggetti pubblico-privati che insistono su un determinato territorio, per la realizzazione di progetti in grado di creare valore di lungo periodo
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	9	Erogazione liberale per sostenere iniziative volte a contrastare l'emergenza da COVID-19 ai sensi del decreto legge "Cura Italia" del 16 marzo 2020
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,66	50% a saldo contributo liberale 2019
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,4	50% contributo liberale 2020
e-distribuzione SpA	Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno	0,05	Donazione di 66 piccoli gruppi elettrogeni al Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno

segue

e-distribuzione SpA	Azienda Sanitaria Locale BT	0,02	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
e-distribuzione SpA	Comune di Crema	0,03	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
e-distribuzione SpA	Soggetto Attuatore Emergenza COVID-19 Calabria	0,04	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera Regionale San Carlo	0,05	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera di Perugia	0,05	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
e-distribuzione SpA	A.S.M. Azienda Sanitaria Locale di Matera	0,09	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	8	Art. 66 del decreto n. 18 del 17 marzo 2020 COVID-19
Enel Energia SpA	Protezione Civile Regione Sicilia	0,07	Erogazione liberale Protezione Civile - Sicilia
Enel Energia SpA	Federazione Nazionale Ordine Professioni Infermieristiche	0,13	Contributo Emergenza COVID-19 per l'acquisto di dispositivi di protezione individuale e di materiale utile per la sanificazione e la disinfezione, a protezione della categoria
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,86	Saldo contributo anno 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,32	Erogazione acconto 20% contributo 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1,28	Erogazione saldo 80% contributo 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,13	Erogazione liberale enelpremia 3.0 edizione 2016/2017/2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Quota associativa per il 2020
Enel Energia SpA	Regione Sicilia - Dipartimento Protezione Civile	0,06	Contributo Emergenza COVID-19 per l'acquisto di dispositivi di protezione individuale e di materiale utile per la sanificazione e la disinfezione, in modo particolare per il personale sanitario, e per l'acquisto di macchinari e attrezzature per l'approntamento di nuovi posti di terapia intensiva e/o semintensiva
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo 2020 finalizzato al sostegno e allo sviluppo dei progetti della Onlus
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	1	Contributo emergenza COVID-19
		32,11	**Totale**

52. 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 31.12.2020	**al 31.12.2019**	**2020-2019**
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	11.451	11.078	373
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	67.400	97.472	(30.072)
- acquisti di combustibili	41.855	48.016	(6.161)
- forniture varie	1.511	1.034	477
- appalti	3.604	3.522	82
- altre tipologie	4.348	3.391	957
Totale	**118.718**	**153.435**	**(34.717)**
TOTALE	**130.169**	**164.513**	**(34.344)**

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2019, il decremento degli impegni assunti per gli "acquisti di energia elettrica" pari a 30.072 milioni di euro, è riferibile essenzialmente alle società rientranti nella Regione America Latina,

in particolare in Brasile, e risulta principalmente attribuibile all'effetto cambi, nonché al diverso stato di avanzamento dei contratti in essere.
La variazione in diminuzione degli impegni per gli "acquisti di combustibili", pari a 6.161 milioni di euro, è riferita principalmente alle forniture di gas, soprattutto in Spagna e in Italia, e ha risentito del calo della domanda di gas naturale e del relativo prezzo, nonché dell'effetto cambi.

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 45.

53. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2020 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud – Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, si è svolto davanti il Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e di getto pericoloso di cose in relazione a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale che si sarebbero verificate nel periodo ricompreso tra il 1999 e il 2011. A fine 2013 l'accusa è stata estesa anche ai due anni successivi al 2011. Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. Con sentenza del 26 ottobre 2016, il Tribunale di Brindisi ha disposto nei confronti dei tredici imputati, tutti dipendenti di Enel Produzione: (i) quanto a nove di questi, l'assoluzione per non aver commesso il fatto; (ii) quanto a due imputati, il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati; e (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefíci di legge, a nove mesi di reclusione. Nell'ambito della stessa sentenza, con riferimento alle richieste di risarcimento del danno, il Tribunale ha disposto altresì: (i) il rigetto di tutte le domande delle parti civili pubbliche e delle associazioni costituitesi parte civile; (ii) l'accoglimento della maggior parte delle domande presentate dalle parti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento di provvisionali. Avverso la sentenza di condanna è stato proposto appello dagli imputati condannati e dal responsabile civile Enel Produzione; analogo appello è stato proposto da uno dei due dipendenti per il quale era stata dichiarata l'intervenuta prescrizione. Con decisione resa in data 8 febbraio 2019, la Corte d'Appello di Lecce ha: (i) confermato la sentenza di primo grado quanto alle condanne penali per due dirigenti di Enel Produzione; (ii) rigettato le domande di risarcimento del danno di alcune parti private appellanti; (iii) accolto alcune domande di risarcimento danni, in primo grado rigettate, rinviando le parti, come le altre – la cui domanda era stata accolta in primo grado – dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza riconoscere provvisionali; (iv) confermato per il resto la sentenza del Tribunale di Brindisi fatta eccezione per l'estensione delle spese di lite anche alla Provincia di Brindisi, cui non era stato riconosciuto alcun risarcimento del danno né in primo, né in secondo grado.
Con successiva ordinanza, la Corte d'Appello di Lecce ha accolto l'istanza di correzione della sentenza proposta dalla Provincia di Brindisi, riconoscendo la sussistenza di un errore materiale e quindi il diritto generico della Provincia al risarcimento dei danni. Avverso la sentenza di appello, le difese hanno quindi depositato ricorso per cassazione il 22 giugno 2019. L'udienza, inizialmente fissata per il 24 aprile 2020, è stata poi rinviata al 1° ottobre 2020, a causa dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19. In tale data, la Corte di Cassazione ha disposto l'annullamento della sentenza della Corte d'Appello di Lecce, con rinvio ad altra sezione della medesima Corte affinché venga celebrato un nuovo giudizio.
Inoltre, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coinvolti in processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile. Con riferimento ai suddetti processi, il procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha dichiarato la prescrizione. Parimenti è stata dichiarata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia, invece, è tuttora pendente e si trova in fase dibattimentale, avendo il Tribunale recentemente escluso che sia maturata la prescrizione dei reati contestati. Nell'udienza del 24 febbraio 2020 si è tenuto l'esame del consulente del Pubblico Ministero. A seguito del rinvio d'ufficio delle udienze di tutti i procedimenti penali e civili disposta nell'ambito delle misure di contrasto al COVID-19, l'istruttoria è proseguita all'udienza del 7 settembre 2020, data in cui sono stati sentiti alcuni testi degli altri coimputati. Il 22 ottobre 2020 si è tenuta un'ulteriore udienza di escussione testi. La prosecuzione del dibattimento era inizialmente prevista per la data

del 19 novembre 2020. Tuttavia, a causa del perdurare della situazione emergenziale sanitaria, l'udienza è stata poi differita al 14 gennaio 2021, data in cui sono stati sentiti i consulenti delle difese. Il 4 febbraio 2021 si è svolta la discussione del Pubblico Ministero e delle parti civili, mentre per il 18 e il 25 marzo 2021 è prevista la discussione delle difese.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con provvedimento notificato in data 11 maggio 2017, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato, con contestuale svolgimento di ispezioni, 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 sulla base di alcune segnalazioni di singoli consumatori. Secondo le contestazioni formulate dall'AGCM, il Gruppo Enel, in quanto integrato nella distribuzione e nella vendita sul mercato tutelato, avrebbe posto in essere, in una fase cruciale del processo di liberalizzazione dei mercati retail dei clienti domestici e non domestici allacciati in bassa tensione, una serie di condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare EE, la propria società attiva sul mercato libero.

In data 20 dicembre 2018 l'AGCM ha adottato il provvedimento finale, successivamente notificato alle parti in data 8 gennaio 2019, con il quale ha disposto l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 93.084.790,50 euro nei confronti delle società Enel, SEN ed EE, per violazione dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE).

La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia volta a escludere i concorrenti dal mercato libero della fornitura retail, realizzata dalle società operative del Gruppo, e in particolare da EE, che si avvalevano del consenso privacy rilasciato per finalità commerciali per veicolare le proprie offerte in ambito infragruppo, al fine di contattare i clienti di SEN ancora forniti sul mercato tutelato.

Relativamente alle ulteriori contestazioni mosse con il provvedimento di avvio del procedimento e riguardanti l'organizzazione e lo svolgimento delle attività di vendita all'interno dei punti fisici sul territorio (Punti Enel e Punti Enel Negozi Partner) e alle politiche di winback denunciate da GN, l'AGCM è giunta alla conclusione che le evidenze istruttorie non abbiano fornito un quadro probatorio sufficiente a imputare alle società del Gruppo alcuna condotta abusiva.

Avverso il provvedimento le società coinvolte hanno presentato ricorso per l'annullamento dello stesso avanti al TAR Lazio. La decisione del TAR, depositata in data 17 ottobre 2019, in parziale accoglimento dei ricorsi presentati da SEN ed EE, ha rideterminato il periodo dell'abuso in 1 anno e 9 mesi, in luogo dell'originario periodo di 5 anni e 5 mesi di cui al provvedimento sanzionatorio dell'AGCM, imponendo a detta Autorità di rideterminare la sanzione secondo i criteri specificati in motivazione. Il TAR ha invece respinto il ricorso di Enel, relativo ai soli motivi della presunta responsabilità solidale della Capogruppo con SEN ed EE, senza quindi autonomi effetti economici rispetto all'esigenza di rideterminare la sanzione. Con provvedimento del 27 novembre 2019, l'AGCM ha rideterminato la sanzione quantificandola in 27.529.786,46 euro.

Le sentenze del TAR sono state impugnate in appello avanti al Consiglio di Stato dalle tre società del Gruppo Enel ed è stata presentata, sempre al Consiglio di Stato, istanza cautelare per la sospensiva del provvedimento di rideterminazione della sanzione adottato dall'AGCM. In sede di udienza cautelare, svoltasi il 20 febbraio 2020, non si è proceduto alla discussione di detta istanza, in considerazione della intervenuta fissazione da parte del Consiglio di Stato dell'udienza per la discussione del merito della controversia al 21 maggio dello stesso anno.

A seguito di detta udienza di merito, con un'ordinanza del 20 luglio 2020, il Consiglio di Stato (accogliendo una domanda subordinata delle difese delle tre società), previa riunione dei tre giudizi, 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. L'11 e il 18 settembre 2020 la CGUE ha notificato, rispettivamente, a EE e SEN e a Enel, l'avvio del procedimento ai sensi dell'art. 267 TFUE. Le società hanno quindi presentato memorie e si è ora in attesa del proseguimento del relativo *iter* procedimentale.

Nelle more dell'avvio del procedimento avanti alla CGUE, Enel, EE e SEN hanno presentato un'ulteriore istanza cautelare per la sospensione dell'esecutività della sentenza del TAR impugnata e del provvedimento di rideterminazione della sanzione.

All'esito dell'udienza cautelare, svoltasi l'11 novembre 2020, con tre distinte ordinanze di identico testo, pubblicate il 16 novembre successivo, il Consiglio di Stato ha accolto l'istanza di sospensiva delle società Enel interessate e, a

garanzia del pagamento della sanzione all'eventuale esito finale sfavorevole per Enel del giudizio, ha richiesto il rilascio di una fideiussione a prima richiesta in favore dell'AGCM corrispondente a quello della sanzione sospesa per il tramite delle ordinanze cautelari emesse.
Successivamente, con separato provvedimento, il Consiglio di Stato ha fissato per l'11 novembre 2021 anche la data della discussione finale di merito del ricorso in appello, stimando che entro detta data possa essere ripreso il giudizio sospeso. La Società è quindi in attesa della decisione finale.

Contenzioso BEG

A seguito 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 da una pronuncia della Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda risarcitoria in relazione al presunto inadempimento di Enelpower di un accordo per la 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 una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che condanna 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, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento a Enel di oltre 430 milioni di euro.
Con sentenza del 16 giugno 2015, si è concluso il primo grado dell'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedevano la condanna di BEG a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel ed Enelpower dovessero essere tenute a corrispondere ad ABA in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel ed Enelpower, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel ed Enelpower hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. L'udienza, fissata il 18 febbraio 2021, è stata rinviata all'11 novembre 2021.
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.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

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.

Francia

Nel febbraio 2012 ABA ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi (TGI) per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.
Successivamente all'instaurazione del giudizio dinanzi al TGI, sempre su iniziativa di ABA, tra il 2012 e il 2013 sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti di sequestro conservativo presso terzi (*Saise Conservatoire de Créances*) 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 contrasti con un giudicato preesistente, nella specie il lodo arbitrale del 2002 e (ii) costituisca una frode alla legge 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 ABA. ABA ha proposto appello avverso la citata sentenza. L'udienza dinanzi la Corte d'Appello di Parigi si è tenuta il 2 febbraio 2021 e si è in attesa dell'emissione della decisione.

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. Il 29 giugno 2016 il Tribunale ha depositato la sentenza, con cui: (i) ha statuito che la sentenza albanese soddisfa i requisiti per il riconoscimento e l'esecuzione nei Paesi Bassi; (ii) ha ordinato a Enel ed Enelpower di pagare euro 433.091.870,00 ad ABA, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di ABA di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.

Il 29 giugno 2016, Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza di primo grado del Tribunale di Amsterdam emessa nella stessa data. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche ABA ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale del 29 giugno 2016 per chiedere la riforma della sua parziale soccombenza nel merito. In data 11 aprile 2017 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto la richiesta avanzata da Enel ed Enelpower di riunire i due procedimenti di appello.
Con decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e ha quindi dichiarato che la sentenza albanese non può essere riconosciuta ed eseguita nei Paesi Bassi. La Corte d'Appello ha ritenuto la decisione albanese arbitraria e manifestamente irragionevole e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Per questi motivi, la Corte non ha considerato necessario analizzare gli ulteriori argomenti di Enel ed Enelpower.
Il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello è quindi proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA nell'ambito del procedimento di appello, volta a ottenere che la Corte accerti il merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania e in particolare l'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Il 3 dicembre 2019 la Corte d'Appello di Amsterdam ha emesso una sentenza con la quale ha annullato la sentenza di primo grado del 29 giugno 2016, rigettando ogni pretesa avanzata da ABA. 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. Pertanto, Enel ed Enelpower non sono tenute a versare alcuna somma ad ABA che, al contrario, è stata condannata dalla Corte d'Appello a rimborsare alle società appellanti 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. In data 3 marzo 2020 ABA ha depositato un ricorso dinanzi alla Corte Suprema olandese avverso la sentenza della Corte d'Appello. Il 3 aprile 2020 Enel ed Enelpower si sono costituite dinanzi alla Corte Suprema. A seguito dello scambio di memorie tra le parti, il 17 luglio 2020 la Corte Suprema ha assegnato all'Avvocato Generale termine per rendere il suo parere sul caso. In data 5 febbraio 2021, l'Avvocato Generale ha emesso un parere favorevole a Enel ed Enelpower concludendo per il rigetto del ricorso proposto da ABA. In data 19 febbraio 2021 ABA ha presentato una risposta al parere dell'Avvocato Generale. Si è in attesa dell'emissione della decisione.

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 Enel. Parallelamente, ABA ha avviato un procedimento volto a riconoscere in tale Stato la sentenza del Tribunale di Tirana. Il procedimento si trova ancora in fase di svolgimento e nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Incentivi ambientali – Spagna

A seguito della decisione (Decisione) della Commissione Europea (Commissione) del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche, la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione ha avviato un procedimento investigativo ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordine n. ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Secondo un'interpretazione letterale della Decisione, la Commissione sarebbe pervenuta alla conclusione preliminare che l'incentivo in questione costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107 comma 1 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. Il 13 aprile 2018 Endesa Generación SA, nella qualità di terzo interessato, ha presentato alcune osservazioni contrarie a questa interpretazione. Successivamente, in data 30 luglio 2018, si è appreso del ricorso presentato da Gas Natural contro la decisione della Commissione.

Bonus Sociale – Spagna

Con sentenze del 24 e 25 ottobre 2016 e del 2 novembre 2016, la Corte Suprema spagnola ha dichiarato inapplicabile, per incompatibilità con la direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2009/72/CE del 13 luglio 2009, l'art. 45 comma 4 della Legge del Settore Elettrico n. 24 del 26 dicembre 2013, in accoglimento dei ricorsi presentati da Endesa contro l'obbligo di finanziare il Bonus Sociale. La Corte Suprema ha riconosciuto il diritto di Endesa di ricevere tutti gli importi che erano stati versati agli utenti, oltre agli interessi legali (pari a circa 214 milioni di euro), a titolo di "Bonus Sociale" in forza della legge dichiarata inapplicabile dalla Corte Suprema. L'Amministrazione ha impugnato le

citate decisioni della Corte Suprema chiedendo che venissero dichiarate nulle, ma i relativi ricorsi sono stati respinti. Successivamente, l'Amministrazione ha avviato due ricorsi dinanzi alla Corte costituzionale chiedendo la riapertura dei procedimenti della Corte Suprema affinché quest'ultima sollevi una questione pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE). La Corte Costituzionale ha accolto tali ricorsi e, pertanto, è allo stato pendente la questione pregiudiziale dinanzi alla CGUE. L'Amministrazione non ha finora richiesto la restituzione di alcuna somma.
La CGUE aveva inizialmente fissato all'8 ottobre 2020 la data della discussione orale della questione pregiudiziale: a seguito dell'adozione delle misure di contenimento del COVID-19, la CGUE ha annullato tale udienza, sostituendola con una audizione scritta. Tutte le parti, inclusa Endesa, hanno presentato le rispettive conclusioni scritte entro il termine del 13 novembre 2020.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa I – Spagna

Dopo una serie di riunioni della Comisión Negociadora del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa* (Comisión Negociadora) iniziate a ottobre 2017 e susseguitesi per tutto il 2018, considerata l'impossibilità di raggiungere un accordo tra le Parti Sociali, Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro rappresentanze sindacali che, con effetto dal 1° gennaio 2019, il IV Contratto Collettivo avrebbe dovuto considerarsi risolto 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, nonché dei criteri giurisprudenziali a essa applicabili.
Nonostante i negoziati della citata Comisión Negociadora fossero stati ripresi a febbraio 2019, le divergenze interpretative tra Endesa e le rappresentanze sindacali circa gli effetti della risoluzione del IV Contratto Collettivo per quanto attiene, in particolare, ai benefici sociali riconosciuti al personale in pensione, ha comportato l'avvio di un'azione giudiziale di interesse collettivo da parte dei sindacati aventi rappresentanza in azienda. Il 13 marzo 2019 si è tenuta un'udienza dinanzi al tribunale di primo grado che, in data 26 marzo 2019, ha emesso una sentenza favorevole a Endesa, ritenendo legittime le argomentazioni della società circa la correttezza dell'abolizione di alcuni benefici sociali al personale in pensione quale conseguenza della risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*. I sindacati hanno impugnato tale decisione dinanzi alla Corte Suprema, mentre la sentenza di primo grado continua a essere provvisoriamente esecutiva.
In data 19 giugno 2019 Endesa ha presentato le proprie difese. Al fine di sottoporre la controversia ad arbitrato, a dicembre 2019 il sindacato maggioritario di Endesa ha accettato di rinunciare all'azione pendente dinanzi alla Corte Suprema contro la sentenza del tribunale di primo grado del 26 marzo 2019. Le altre organizzazioni sindacali coinvolte hanno rifiutato di aderire all'arbitrato, scegliendo di andare avanti con il procedimento dinanzi alla Corte Suprema.
Il 21 gennaio 2020 è stato emesso il lodo arbitrale in base al quale sono state modificate le corrispettive 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 questa 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.
In ragione di quanto sopra esposto, il procedimento dinanzi alla Corte Suprema prosegue a istanza dei tre sindacati minoritari che avevano dato inizialmente avvio all'azione insieme al sindacato maggiormente rappresentativo.
In parallelo, sono state avviate numerose azioni individuali da parte di personale in pensione e di ex dipendenti che avevano aderito ad accordi di incentivo all'esodo (AVS) per far accertare giudizialmente che la risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa* non produca effetti nei loro confronti. Attualmente, la maggioranza di questi procedimenti è stata sospesa o è in corso di sospensione, nelle more della definizione del giudizio collettivo pendente dinanzi alla Corte Suprema dal cui esito tali giudizi dipendono.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa II – Spagna

Lo scorso 30 dicembre 2020 la Audiencia Nacional ha notificato a Endesa una domanda di "contenzioso collettivo" avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria depositata il 16 dicembre 2020 e 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 benefici 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 benefici sociali per il personale in pensione (sentenza del tribunale di primo grado del 26 marzo 2019, oggetto di impugnazione dinanzi alla Corte Suprema). L'udienza per il tentativo di conciliazione è fissata il 23 giugno 2021.

Contenziosi Furnas – Tractebel – Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel 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, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel.
Nell'ottobre 2009, Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN e quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel ha manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. Il 14 febbraio 2019 CIEN ha ricevuto la notifica di un'ordinanza dando avvio alle operazioni peritali, che risulta attualmente pendente. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 28 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.
Si ricorda che, 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 CIEN, chiedendo la corresponsione di circa 520 milioni di real brasiliani (circa 124 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 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 (Ampla)[16] 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, oltre a richieste di indennizzo per danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole ad Ampla. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran che ha successivamente impugnato tale decisione con esito favorevole ad Ampla.
La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1995 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, emessa a settembre 2014, disponendo la condanna di Ampla a circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. Pertanto, il 16 dicembre 2016, Cibran ha impugnato tale decisione con ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça che è stato respinto il 19 giugno 2020. Tale sentenza 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 Ampla a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre a interessi. In data 8 luglio 2015 Ampla 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 la domanda di Ampla, 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 in data 10 settembre 2020. In data 29 gennaio 2021 Cibran ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça e il procedimento è pendente.
Con riguardo ai restanti quattro giudizi con riguardo 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 605 milioni di real brasiliani (circa 103 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), 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 Coelce, 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 Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto.
Tra queste si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) con un valore

(16) La denominazione commerciale della società Ampla è Enel Distribuição Rio de Janeiro.

di circa 310 milioni di real brasiliani (circa 53 milioni di euro). Coelce 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 Superior Tribunal de Justiça (terza istanza), 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 ha presentato ricorso (*Agravo Interno*) avverso questa decisione al Superior Tribunal de Justiça. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenziosi AGM – Brasile

Nel 1993, Celg-D[17], l'Associazione dei comuni di Goiás (AGM), lo Stato di Goiás e la Banca di Goiás hanno stipulato un accordo (*convenio*) per il pagamento di debiti delle amministrazioni comunali nei confronti di Celg-D tramite la riscossione di quote di ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (IVA) che lo Stato avrebbe dovuto cedere alle suddette amministrazioni. Nel 2001 le parti dell'accordo sono state convenute in giudizio dalle singole amministrazioni comunali al fine di dichiarare l'invalidità dell'accordo che è stata poi accertata dal Tribunale Supremo Federale in ragione della mancata partecipazione delle amministrazioni nella formazione dello stesso. A settembre 2004 Celg-D ha quindi raggiunto un accordo transattivo con 23 comuni. Tra il 2007 e il 2008 Celg-D è stata nuovamente convenuta in diversi giudizi (attualmente si tratta di 90 procedimenti pendenti) aventi a oggetto la restituzione delle somme finora ricevute in forza dell'accordo. Nonostante la nullità dell'accordo, la posizione di Celg-D è quella di considerare legittimo il pagamento dei debiti da parte delle amministrazioni, in quanto le forniture sono state correttamente erogate e, pertanto, le richieste di restituzione delle somme pagate non dovrebbero essere accolte.
Tra i giudizi pendenti dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás, si evidenziano: (i) l'azione del Municipio de Aparecida de Goiânia pendente in primo grado e attualmente in fase istruttoria, per un importo di circa 624 milioni di real brasiliani (circa 106 milioni di euro); (ii) l'azione del Municipio de Quirinópolis, anch'esso pendente in primo grado e in fase istruttoria per un importo di circa 334 milioni di real brasiliani (circa 57 milioni di euro); (iii) l'azione del Municipio de Anápolis, rimessa dinanzi al giudice di primo grado dopo un tentativo di conciliazione fallito tra le parti, con un importo di circa 320 milioni di real brasiliani (circa 54 milioni di euro). Il valore totale dei contenziosi è pari a circa 3,5 miliardi di real brasiliani (circa 599 milioni di euro). È importante sottolineare che la passività potenziale derivante dal presente contenzioso è coperta dal fondo cosiddetto "Funac", costituito nell'ambito del processo di privatizzazione di Celg-D.

Contenzioso ANEEL – Brasile

Nel 2014, Eletropaulo[18] ha avviato dinanzi alla giustizia federale un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'ANEEL (Agenzia Nazionale Energia Elettrica) 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'Autorità disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa in precedenza perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Eletropaulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento amministrativo dell'ANEEL. Il procedimento di primo grado è nelle sue fasi preliminari e il valore della causa è pari a circa 1.093 milioni di real brasiliani (circa 186 milioni di euro).

El Quimbo – Colombia

In relazione al progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni procedimenti legali (*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 sfavorevole a Emgesa condannandola ad adempiere agli obblighi già previsti dalla licenza ambientale. L'ANLA ha presentato una richiesta di chiarimento della sentenza. 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 febbra-

(17) La denominazione commerciale della società Celg-D è Enel Distribuição Goias.
(18) La denominazione commerciale della società Eletropaulo è Enel Distribuição São Paulo.

io 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 ossigeno da parte di Emgesa. Il 15 giugno 2018 Emgesa ha depositato le proprie comparse conclusionali. In data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale dell'Huila (successivamente notificata alla società in data 1° febbraio 2021) la quale, pur riconoscendo che il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa abbia 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 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. Emgesa intraprenderà tutte le azioni necessarie volte a tutelare i propri diritti.

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 per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda nell'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. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. L'importo stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

Arbitrati Colombia

In data 8 ottobre 2018 è stato notificato l'avvio da parte del Grupo Energía de Bogotá - GEB (che detiene una partecipazione di circa il 51,5% nelle società Emgesa e Codensa) nei confronti di Enel Américas SA di un procedimento di arbitrato dinanzi al Centro de Arbitraje y Conciliación della Cámara de Comercio de Bogotá per un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla mancata distribuzione di dividendi negli esercizi 2016, 2017 e 2018 nelle società Emgesa e Codensa e al mancato rispetto di alcune previsioni del patto parasociale. La pretesa economica ammonta a circa 514 milioni di euro oltre a interessi. La fase istruttoria si è conclusa e il procedimento risulta sospeso.
In parallelo, la stessa GEB ha avviato, rispettivamente, 17 arbitrati contro Codensa e 20 contro Emgesa, per un totale di 37 contenziosi pendenti (oggi riuniti in due procedimenti distinti per ciascuna società), allo scopo di invalidare le decisioni della Junta Directiva e dell'Assemblea Generale degli azionisti delle società convenute per asserita contrarietà a norme imperative, vizio di nullità assoluta per illiceità di causa e oggetto e presunta violazione dei patti parasociali. Il 24 febbraio 2020 GEB ha depositato una riforma della domanda arbitrale presentata contro Emgesa, includendo, tra le altre, richieste relative al mancato perseguimento dell'oggetto sociale e all'abuso dell'esercizio del diritto di voto da parte di Enel Américas e dei suoi Amministratori. Emgesa ha presentato una memoria difensiva per contestare le nuove pretese di GEB. Entrambi i due procedimenti avviati, rispettivamente, contro Emgesa e Codensa sono attualmente sospesi per trattative su accordo delle parti. Il valore dei contenziosi è indeterminato e i procedimenti si trovano entrambi nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

La società Slovenské elektrárne (SE) è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).
Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'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 subito dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV ha iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare il VEG Operating Agreement nullo.
Il 12 dicembre 2014 VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, comunicando, in data 9 marzo 2015, 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, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto nell'ambito dell'azione promossa dal PPO. SE ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa alla Corte Suprema. All'udienza del 29 giugno 2016 è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema ha rigettato tale richiesta. SE ha presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale che è stato rigettato con sentenza del 18 gennaio 2017.
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) della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. Il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'*an*, rinviando a un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul *quantum*. Successivamente all'udienza tenutasi il 2 febbraio 2017, in data 30 giugno 2017 il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE.
Parallelamente al procedimento arbitrale avviato da SE, sia VV sia MH Manazment hanno 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, si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato le richieste delle parti attrici per ragioni processuali. Sia VV che MH Manazment hanno presentato appello avverso tale decisione. L'appello presentato da MH Manazment è stato respinto dalla Corte d'Appello di Bratislava in data 8 giugno 2019, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Allo stesso modo, l'appello presentato da VV è stato rigettato, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso questa decisione, VV ha presentato un ulteriore ricorso (*dovolanie*) in data 9 marzo 2020 alla quale SE ha risposto con una memoria presentata l'8 giugno 2020. Sempre in ambito locale, VV ha intentato 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 a interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domande riconvenzionali in tutti i menzionati procedimenti e, in particolare: (i) con riguardo agli anni 2006, 2007 e 2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato le richieste di entrambe le parti per ragioni processuali. La sentenza di primo grado è stata appellata sia da VV sia da SE e i procedimenti d'appello relativi agli anni 2006-2008 sono pendenti. Quanto al procedimento d'appello relativo al 2007, a novembre 2019 SE aveva sollevato una questione pregiudiziale che è stata rigettata dalla Corte d'Appello il 15 gennaio 2020. Il 18 agosto 2020 SE ha presentato un ricorso alla Corte Costituzionale; (ii) per il procedimento relativo all'anno 2009, il Tribunale di Bratislava aveva inizialmente fissato la prima udienza il 13 ottobre 2020 che è stata poi rinviata al 24 novembre 2020 e nuovamente posticipata al 23 marzo 2021; (iii) per il procedimento relativo al 2011, il Tribunale ha fissato la prima udienza il 19 novembre 2020, nuovamente posticipata a data da destinarsi a causa della situazione epidemiologica; (iv) in merito al procedimento del 2012, all'udienza del 24 aprile 2019, il Tribunale ha rigettato la domanda di VV che ha presentato successivamente appello il 21 giugno 2019 e il procedimento di appello è in corso di svolgimento; (v) per i procedimenti relativi agli anni 2010 e 2013, si è concluso lo scambio delle comparse conclusionali tra le parti e l'udienza di primo grado, dapprima fissata il 12 maggio 2020, è stata rinviata al 6 ottobre 2020. In questa data VV ha chiesto il rinvio dell'udienza al 6 novembre 2020, e successivamente al 23 febbraio 2021. L'udienza è stata successivamente rinviata a data da destinarsi, a causa della situazione epidemiologica; (vi) per il procedimento relativo all'anno 2014, l'udienza di primo grado fissata inizialmente fissata il 6 ottobre 2020 è stata rinviata dapprima al 6 novembre 2020, e successivamente al 23 febbraio 2021. L'udienza è stata successivamente rinviata a data da destinarsi, a causa della situazione epidemiologica.
Infine, in un altro procedimento pendente innanzi il Tribunale di Bratislava, 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 a interessi. Le parti hanno effettuato lo scambio di memorie. All'udienza del 19 novembre 2019, il Tribunale ha emesso una decisione preliminare sul caso in questione nella quale ha rilevato la carenza di legittima-

zione attiva di VV. All'udienza del 1° ottobre 2020 le parti hanno depositato le memorie conclusionali e il Tribunale ha emesso, in data 18 dicembre 2020, una decisione favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 7 gennaio 2021 VV ha proposto appello avverso la decisione, e il procedimento è pendente.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

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 della multa comminata dall'ICE per un presunto ritardo nella finalizzazione delle opere. Con decisione emessa nel mese di dicembre 2017 il tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi nella misura di circa 113 milioni di dollari statunitensi (circa 91 milioni di euro) e le spese legali e ha ritenuto che le multe non dovessero essere corrisposte. 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 dello stesso. 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 15 luglio 2020 Chucas ha presentato una domanda di arbitrato presso l'AMCHAM CICA stimata in circa 240 milioni di dollari statunitensi. Il 14 agosto 2020 ICE ha depositato una risposta alla domanda arbitrale di Chucas, chiedendo l'archiviazione del procedimento sul presupposto di un difetto di giurisdizione del tribunale arbitrale. La domanda 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 avviato. Tali ricorsi sono stati accolti in via preliminare e successivamente revocati. L'arbitrato si trova, pertanto, nelle fasi iniziali.

GasAtacama Chile – Cile

In data 4 agosto 2016 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha sanzionato GasAtacama Chile con una multa di 8,3 milioni di dollari statunitensi (circa 5,8 miliardi di pesos cileni) avente a oggetto le informazioni fornite da quest'ultima al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) tra il 1° gennaio 2011 e il 29 ottobre 2015, relativamente alle variabili del Minimo Tecnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale di Atacama.

Avverso tale provvedimento, GasAtacama Chile ha presentato ricorso dinanzi alla stessa SEC che lo ha rigettato in data 2 novembre 2016. GasAtacama Chile ha impugnato questa decisione dinanzi alla Corte d'Appello di Santiago che, in data 9 aprile 2019, ha emesso una sentenza che ha ridotto l'importo della multa irrogata a 432.000 dollari statunitensi (circa 290 milioni di pesos cileni). Sia GasAtacama Chile che la SEC hanno impugnato questa decisione dinanzi alla Corte Suprema del Cile. Il 28 giugno 2019 si è tenuta un'udienza nella quale sono state ascoltate entrambe le parti e, il 15 gennaio 2020, la Corte Suprema del Cile ha emesso una sentenza con la quale ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Santiago, lasciando invariata la riduzione dell'importo della multa come da quest'ultima definito. La multa, così rideterminata, è stata pagata in data 12 marzo 2020.

In parallelo, GasAtacama Chile ha anche presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale, sostenendo che le disposizioni giuridiche in forza delle quali la SEC ha irrogato la multa erano state abrogate alla data in cui la sanzione era stata emessa. Il 17 luglio 2018 la Corte Costituzionale ha rigettato il ricorso di GasAtacama Cile.

In relazione con la 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 avviato alcune azioni al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, la prima, e circa 141 milioni di euro, i secondi. I suddetti contenziosi sono stati in parte riuniti in un unico procedimento. La fase istruttoria si trova attualmente sospesa a causa dello stato di emergenza nazionale indetto a causa della pandemia da COVID-19.

Arbitrato Kino - Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv, Kino Facilities Manager SA de Cv ed Enel SpA 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 i contratti relativi ai progetti solari di proprietà delle tre società attrici. Enel SpA – la quale è garante delle obbligazioni di Kino Contractor e Kino Facilities derivanti dai predetti contratti – è stata altresì chiamata in arbitrato, ma senza che fossero state avanzate nei suoi confronti specifiche domande.

Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da Caisse de Dépôt et Placement du Québec e CKD Infraestructura México SA de Cv. Il procedimento si trova nella fase preliminare ed è in corso la costituzione del Tribunale Arbitrale. La pretesa economica è allo stato preliminarmente quantificata in circa 140 milioni di dollari statunitensi, mentre le Società di Progetto hanno preliminarmente quantificato la loro pretesa in circa 15,4 milioni di dollari statunitensi.

Contenziosi fiscali in Brasile

Withholding Tax - Ampla

Nel 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005 Ampla ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.

In data 6 novembre 2012 la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013 è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*Embargo de Declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).

A dicembre 2017 il giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018 l'esperto ha rilasciato la propria perizia richiedendo ulteriore documentazione.

A dicembre 2018 la società 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 2020 è di circa 206 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 2020 è di circa 103 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 periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA[19] (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2012, 2015) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2019), contestando

(19) La denominazione commerciale della società Coelce è Enel Distribuição Ceará.

la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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 2020 è di circa 75 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 della 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 condivisa dall'auditor esterno e altresì confermata 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 2020 è di circa 56 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 2020 è di circa 38 milioni di euro.

ICMS - Coelce
Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA

(per il periodo 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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 2020 è di circa 39 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 2020 è di circa 36 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 2012 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 151 milioni di euro al 31 dicembre 2020: (i) Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 103 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 18 milioni di euro); (ii) 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).

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 2020 è di circa 95 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 predette 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.
La società, ritenendo che sussistano validi elementi di diritto per la prosecuzione del giudizio, ha notificato ricorso in Corte di Cassazione al fine di far valere l'illegittimità della pretesa impositiva per violazione e falsa applicazione delle norme che, ad avviso dei giudici di merito, consentono di qualificare il reddito riveniente dalla cessione dei crediti come "reddito di capitale" e che, di conseguenza, avrebbero imposto a SEN l'applicazione della ritenuta.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2020 è di circa 81 milioni di euro.

54. 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 2020.

- "*IFRS 17 - Insurance Contracts*", emesso a maggio 2017. Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- *"Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions"*, emesso il 28 maggio 2020 al fine di consentire ai locatari di non contabilizzare concessioni sui canoni (sospensione dei canoni, dilazioni dei pagamenti dovuti per il leasing, riduzioni di canoni per un periodo di tempo, eventualmente seguite da aumenti dei canoni di locazione in periodi futuri) come modifiche del leasing se sono una diretta conseguenza della pandemia di COVID-19 e soddisfano determinate condizioni. Secondo l'IFRS 16, una modifica del leasing è una modifica dell'oggetto o del corrispettivo di un leasing non prevista nei termini e nelle condizioni contrattuali originarie del leasing; pertanto, le concessioni sui canoni sarebbero modifiche del leasing, a meno che non fossero previste nel contratto originale del leasing. La modifica si applica solo ai locatari, mentre i locatori sono tenuti ad applicare le disposizioni attuali dell'IFRS 16. La modifica, che si applica retrospettivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° giugno 2020 o successivamente, non è stata adottata anticipatamente dal Gruppo.
- *"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; è consentita un'applicazione anticipata purché le modifiche vengano applicate prospetticamente.
- "*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 che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
  - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando una società eserciterà il suo diritto di differire il regolamento di una passività;
  - che esiste un diritto di differire solo se la società soddisfa 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 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- "*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, invece del *Conceptual Framework*, i suddetti princípi 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.
Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente.

> "*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 di 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. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> "*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 un'allocazione di altri costi che si riferiscono direttamente all'adempimento del contratto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> "*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 che una società include nel valutare se i termini di una passività finanziaria (nuova o modificata) siano sostanzialmente diversi dai termini della passività finanziaria originaria. In particolare, queste commissioni includono solo quelle pagate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese le commissioni pagate o ricevute dal debitore o dal creditore per conto dell'altro;

— "*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 per il modo in cui l'*Esempio illustrativo 13* aveva illustrato i 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.

Le modifiche devono essere applicate prospetticamente, previa approvazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> "*Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2*", emesso ad agosto 2020. Le modifiche integrano quelle emesse nel 2019 (*Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - Fase 1*) e affrontano temi che potrebbero influire sull'informativa finanziaria dopo che un indice di riferimento è stato riformato o sostituito con un tasso di riferimento alternativo per effetto della riforma. Gli obiettivi delle modifiche della *Fase 2* sono di assistere le società: (i) nell'applicare gli IFRS quando vengono apportate modifiche ai flussi finanziari contrattuali o alle relazioni di copertura a causa della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse; e (ii) nel fornire informazioni utili agli utilizzatori del bilancio. Inoltre, quando le esenzioni della Fase 1 cessano di essere applicabili, le società sono tenute a modificare la documentazione della relazione di copertura per riflettere i cambiamenti richiesti dalla riforma IBOR entro la fine dell'esercizio durante il quale vengono apportate le modifiche (tali modifiche non costituiscono una cessazione

della relazione di copertura). Gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge, quando si modifica la descrizione di un elemento coperto nella documentazione della relazione di copertura, si ritengono basati sul tasso di riferimento alternativo in base al quale sono determinati i flussi finanziari futuri coperti.

Le modifiche richiederanno di fornire informazioni aggiuntive circa l'esposizione della società ai rischi derivanti dalla *Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse* e sulle relative attività di gestione del rischio.

Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

- "*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 alle società 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel distinguere tra cambiamenti nei princípi contabili e cambiamenti nelle stime contabili; la definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con una definizione di stime contabili come "importi monetari che in bilancio sono soggetti a incertezza nella misurazione". Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

55. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Enel chiude il gruppo I della centrale a carbone Bocamina con tre anni di anticipo rispetto alla data prevista nel Piano Nazionale di Decarbonizzazione del Cile

In data 4 gennaio 2021 il Gruppo Enel ha effettuato la disconnessione dalla rete elettrica e la cessazione delle attività del gruppo I della centrale a carbone Bocamina, nella municipalità di Coronel, in Cile. Il gruppo I da 128 MW è stato disconnesso dalla rete elettrica con tre anni di anticipo rispetto alla data individuata nel Piano Nazionale di Decarbonizzazione cileno. Tale traguardo, che si unisce alla chiusura della centrale a carbone di Tarapacá il 31 dicembre 2019 e a quella dell'ultimo impianto a carbone di Enel in Cile, il gruppo II di Bocamina, prevista per maggio 2022, segna un ulteriore progresso nella decarbonizzazione del mix di generazione di Enel in Cile.

Moody's migliora il rating a lungo termine di Enel a "Baa1"

In data 15 gennaio 2021 Moody's Investors Service (Moody's) ha annunciato di aver migliorato il rating sul debito a lungo termine di Enel SpA portandolo a "Baa1" rispetto al precedente "Baa2". Tra i principali elementi che hanno portato all'upgrade, Moody's ha individuato i seguenti:

- bassa volatilità degli utili sostenuta dalle grandi dimensioni e dalla diversificazione geografica;
- stabilità degli utili garantita dal business regolato delle reti e dalla generazione contrattualizzata, che rappresentano l'80% dell'EBITDA del Gruppo;
- solidità finanziaria, con un indice funds from operations (FFO)/net debt superiore al 20%.

Il CdA di Enel delibera l'emissione di prestiti obbligazionari ibridi fino a un massimo di 3 miliardi di euro

In data 25 febbraio 2021 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2021, di uno o più prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, anche di natura perpetua, per un importo massimo pari al controvalore di 3 miliardi di euro, da collocare esclusivamente presso investitori istituzionali, europei ed extra europei, anche attraverso private placement.

Enel emette nuove obbligazioni ibride per un ammontare complessivo di 2,25 miliardi di euro

In esecuzione della delibera del 25 febbraio 2021, Enel ha comunicato in data 4 marzo 2021 l'emissione di un nuovo prestito obbligazionario ibrido perpetuo per 2,25 miliardi di euro. La nuova emissione rafforza e ottimizza la struttura patrimoniale del Gruppo con una componente incrementale di obbligazioni ibride, contribuendo così a sostenere la crescita del Gruppo delineata nel Piano Strategico 2021-2023, che prevede investimenti diretti per circa 40 miliardi di euro nel periodo.

Enel sottoscrive la più grande linea di credito revolving "sustainability-linked"

In data 5 marzo 2021 Enel e la sua società controllata di diritto olandese Enel Finance International NV (EFI) hanno sottoscritto la più grande linea di credito revolving "sustainability-linked" per un ammontare di 10 miliardi di euro e una durata di cinque anni.

La linea di credito, che sarà utilizzata per soddisfare il fabbisogno finanziario del Gruppo, è legata al Key Performance Indicator relativo alle emissioni dirette di gas a effetto serra (emissioni di CO_2 equivalente Scope 1 del Gruppo derivanti dalla produzione di elettricità e calore), contribuendo al raggiungimento dell'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goal - SDG) 13 Climate Action e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo, rispetto al quale Vigeo Eiris ha rilasciato una Second-Party Opinion.

La linea di credito sostituisce la precedente linea di credito revolving da 10 miliardi di euro firmata da Enel ed EFI nel dicembre 2017. La nuova linea di credito presenta un costo complessivo inferiore rispetto alla precedente linea.

Offerta pubblica di acquisto volontaria parziale per le azioni e le American Depositary Shares di Enel Américas SA

Nell'ambito dell'operazione di riorganizzazione societaria volta a integrare le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (escluso il Cile) nella controllata quotata cilena Enel Américas SA, in data 15 marzo 2021 Enel SpA, come preannunciato al mercato, ha lanciato un'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale sulle azioni ordinarie e sulle American Depositary Shares (ADS) di Enel Américas, fino a un massimo di 7.608.631.104 azioni (comprese le azioni rappresentate da ADS), pari al 10% del capitale sociale a quella data della medesima società (l'OPA).

In particolare, l'OPA si è articolata in un'offerta pubblica di acquisto volontaria negli Stati Uniti e in un'offerta pubblica di acquisto volontaria in Cile.

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 massimo di circa 1.065,2 miliardi di pesos cileni (pari a circa 1,2 miliardi di euro – calcolati al tasso di cambio del 12 marzo 2021 di 853,44 pesos cileni per 1 euro) è stato finanziato dai flussi di cassa della gestione corrente e dalla capacità di indebitamento esistente.

A seguito del completamento dell'OPA e del perfezionamento della fusione di EGP Américas, Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2020, 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 2020 e il 31 dicembre 2020.

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 2020:
   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 2020, 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, 18 marzo 2021

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

STARACE/FRANCESCO/2016130577A37
Digitally signed by STARACE/FRANCESCO/2016130577A37
Date: 2021.03.18 08:30:13 +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: 2021.03.18 08:02:22 +01'00'

RELAZIONI

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2020

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2020 abbiamo svolto nell'ambito di Enel S.p.A. (nel prosieguo indicata anche come "Enel" o la "Società") 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, così come modificato dal Decreto Legislativo 17 luglio 2016, n. 135 (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 sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati nonché circa 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 2018 del Codice di Autodisciplina delle società quotate (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di Autodisciplina"), cui la Società ha aderito fino al mese di marzo 2021 ([1]);
- 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 particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB (i) con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti e, da ultimo, (ii) nel richiamo di attenzione 1/21 del 16 febbraio 2021, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

([1]) Nel mese di marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione ha difatti completato l'adozione delle misure intese ad assicurare il recepimento da parte di Enel delle novità contenute nel Codice italiano di *Corporate Governance* pubblicato nel mese di gennaio 2020.

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono state 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 2020 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2020");
- 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 2020 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 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 2020. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2020 della Società sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;
- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2020 – 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 2020, nonché in base a quanto disposto dal

Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2020 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 princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2020 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Il Bilancio individuale 2020 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:

  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio individuale; e
  - 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 2020 del Gruppo Enel – 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 2020, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2020 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 princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2020 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2020 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 2020 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 2020), 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 2021, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2020;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2020 e di distribuzione di riserve disponibili 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 e di codesto Collegio Sindacale nel mese di marzo 2021, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2020 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, 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 2020 e nei primi mesi del 2021 – 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: *Global Power Generation*, *Global Energy and Commodity Management, Global Infrastructure and Networks* ed Enel X; (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 promuovere lo sviluppo della base clienti con riferimento alle attività di vendita di energia elettrica e gas, 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*) e gli acquisti a livello di Gruppo (*Global Procurement*); (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, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, *Audit*, Innovazione e Sostenibilità. Riteniamo che il modello organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel e risulti altresì coerente con le esigenze di controllo;

- nel corso degli incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza delle Società di revisione che si sono avvicendate nel corso del 2020 (vale a dire EY S.p.A. e KPMG S.p.A.), avendo ricevuto in data odierna da KPMG S.p.A. (che è subentrata a EY S.p.A. a decorrere dalle verifiche concernenti la relazione finanziaria semestrale consolidata 2020 di Enel) 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) 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 delle indicate Società di revisione che si sono avvicendate nel corso del 2020 e delle entità appartenenti ai rispettivi *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 ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza delle indicate Società di revisione che si sono avvicendate nel corso del 2020.

  Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti delle medesime 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 KPMG S.p.A. ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2020, 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 2020;

- 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 principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte del responsabile della Funzione 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 dalle Società di revisione che si sono avvicendate nel corso del 2020 (vale a dire EY S.p.A. e KPMG S.p.A.). 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 2020 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai principi contabili internazionali 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 – solo per i controlli ITGC - *Information Technology General Controls* – alla funzione *Audit* della Società), 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 2020;
- 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 circa la metà delle riunioni congiuntamente al Comitato Controllo e Rischi, nonché grazie a periodici incontri con l'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato dalla Società ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001. Alla luce delle verifiche

effettuate e in assenza di significative criticità rilevate, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato ed efficace; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2021, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2020, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2021-2023 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

- nel corso del 2020 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 Autodisciplina, verificando la conformità del sistema di *corporate governance* 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 2020.

  Nel mese di febbraio 2020 e, da ultimo, nel mese di giugno 2020, 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 Autodisciplina e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma ivi indicato, 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 2020.

  Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale nel mese di febbraio 2020 ha accertato la sussistenza dei relativi requisiti di cui al Testo Unico della Finanza e al Codice di Autodisciplina in capo a tutti i Sindaci effettivi.

  Nell'ultimo scorcio dell'esercizio 2020 e durante i primi due mesi del 2021 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 accaduto con riferimento agli esercizi 2018 e 2019 e 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 Autodisciplina 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. Gli esiti della *board review* riferita all'esercizio 2020 rivelano unanimità di giudizi espressi dai Sindaci riguardo ad una piena adeguatezza della dimensione, della composizione e del funzionamento del Collegio Sindacale. Rispetto alle risultanze emerse l'anno precedente, risulta

confermato che l'organo di controllo ha saputo adottare modalità di funzionamento efficaci ed efficienti nonché allineate al quadro normativo di riferimento.

Si segnala che, nel corso della fase istruttoria che ha preceduto l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione di Enel delle misure intese ad assicurare il recepimento delle novità contenute nel Codice italiano di *Corporate Governance* pubblicato nel mese di gennaio 2020, il Collegio Sindacale, nel mese di dicembre 2020, ha invitato il Consiglio di Amministrazione a tenere conto di alcuni orientamenti intesi ad assicurare un ottimale funzionamento dei Comitati consiliari. In particolare, è stato auspicato da parte del Collegio Sindacale che il compito di coadiuvare il Consiglio di Amministrazione nell'istruire il procedimento di *board review* fosse affidato ad un solo Comitato consiliare e che, nell'ambito dei regolamenti organizzativi dei Comitati stessi, la previsione di competenze da esercitare congiuntamente fosse limitata per quanto possibile ([2]). Si segnala che il Consiglio di Amministrazione, in sede di adozione delle misure intese ad assicurare il recepimento da parte di Enel delle novità contenute nel Codice italiano di *Corporate Governance* pubblicato nel mese di gennaio 2020, ha tenuto conto degli indicati orientamenti espressi dal Collegio Sindacale;

- nel corso del 2020 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", che si è articolato in 17 incontri ed è stato organizzato dalla Società per fornire un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo Enel, nonché delle dinamiche aziendali e della loro evoluzione, dell'andamento dei mercati e del quadro normativo di riferimento. Per un'analisi delle tematiche trattate in occasione delle varie sessioni di "*induction*", si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2020;
- 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 2020, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi

([2]) Ciò in quanto l'attribuzione di compiti istruttori in via congiunta ad una pluralità di Comitati consiliari, la somma dei cui componenti rappresenti più della metà dei membri del Consiglio di Amministrazione, può ad avviso del Collegio Sindacale – tenuto conto del potere non solo consultivo, ma anche propositivo dei Comitati stessi – riflettersi negativamente sull'autonomia valutativa del Consiglio di Amministrazione e, quindi, alterare il corretto funzionamento del metodo collegiale.

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. alla data della presente relazione non ha ancora 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. Si segnala comunque che in occasione degli incontri con KPMG S.p.A. la Società di revisione non ha evidenziato criticità a tale riguardo di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione;

- 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 2020. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento adotta una composizione collegiale. Si segnala che nel mese di luglio 2020 il Consiglio di Amministrazione ha provvedo al rinnovo dei componenti di tale organismo, che continua ad essere composto da tre membri

esterni dotati nel loro insieme di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale e diritto penale d'impresa. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2020 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 2020 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri:
  - un parere favorevole (nella riunione del 28 gennaio 2020) in merito al Piano di *Audit* 2020, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina;
  - un parere favorevole (nella riunione del 2 luglio 2020) ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito alla misura dei compensi da riconoscere ai componenti dei vari Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, a seguito del rinnovo di tale ultimo organo da parte dell'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2020 e tenuto conto di quanto previsto al riguardo dalla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2020 approvata con voto vincolante dall'Assemblea medesima;
  - un parere favorevole (nella medesima riunione del 2 luglio 2020) sull'indennità di presenza da riconoscere in favore del Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria di Enel per la partecipazione alle adunanze degli organi sociali;
  - un parere favorevole (nella riunione del 7 ottobre 2020) ai sensi dell'art. dell'art. 2389, comma 3, cod. civ., in merito alle determinazioni relative al trattamento economico e normativo dei Vertici societari, tenuto conto di quanto previsto al riguardo dalla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2020 approvata con voto vincolante dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2020;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2020, 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 2021 e sui compensi corrisposti nel 2020 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 15 aprile 2021 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 2020 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 2021 – 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 italiano di *Corporate Governance* pubblicato nel mese di gennaio 2020, 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 2021 il Collegio Sindacale – tenuto anche conto di quanto raccomandato in proposito dal Comitato italiano per la *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 2020 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 ([3]); 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 convenuto di escludere alcune società industriali appartenenti all'indice FTSE MIB caratterizzate da assetti

([3]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 19 società: A2A, Atlantia, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Generali, Hera, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Terna, TIM, Unicredit e Unipol.

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 2019, 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 poco 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 si colloca poco al di sopra della mediana del *peer group*. L'analisi in questione ha inoltre evidenziato che nel corso del 2019 mediamente i collegi sindacali delle società appartenenti al *panel* sono risultati composti da quattro sindaci effettivi a fronte dei tre membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel, e hanno svolto 26 riunioni a fronte delle 17 riunioni tenute dal Collegio Sindacale di Enel. Sotto tale ultimo profilo, si segnala tuttavia che nel corso del 2020 il Collegio Sindacale di Enel ha tenuto 27 riunioni, con un aumento significativo rispetto al precedente esercizio.

Sulla base dell'analisi in questione, è quindi emerso che il livello di competitività dei compensi previsti per il Presidente e i membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta sostanzialmente analogo a quello previsto per gli Amministratori non esecutivi, con riferimento all'emolumento loro riconosciuto in qualità di Consiglieri. È stato tuttavia evidenziato da parte del consulente che si riscontra rispetto agli Amministratori non esecutivi una minore correlazione dei compensi riconosciuti ai componenti del Collegio Sindacale rispetto all'entità dell'impegno loro richiesto. Al riguardo, occorre infatti considerare che i compensi complessivamente riconosciuti agli Amministratori non esecutivi tengono anche conto della loro eventuale partecipazione ai Comitati consiliari, mentre i membri del Collegio Sindacale prendono parte regolarmente alle riunioni di tali Comitati senza essere remunerati per tale attività, che risulta necessaria in quanto funzionale all'espletamento dei compiti di vigilanza loro attribuiti dalla legge.

Si segnala infine che dall'analisi di *benchmark* è emersa un'evidente correlazione tra la competitività dei compensi offerti dalle società del *peer group* ai rispettivi collegi sindacali e il differente impegno lavorativo loro richiesto, quale risulta dal numero di riunioni svolte nel corso del 2019. Al contempo, l'analisi medesima ha evidenziato che l'entità del trattamento retributivo riconosciuto al Presidente e ai membri effettivi del Collegio Sindacale di Enel risulta sostanzialmente in linea con quanto attualmente previsto dalla maggior parte delle società del *peer group* in cui si riscontra una significativa partecipazione, diretta e/o indiretta, del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2020 nel corso di 27 riunioni (12 delle quali tenute in forma congiunta con il Comitato controllo e rischi), nonché con la partecipazione alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi membri, alle 12 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, alle 4 riunioni del Comitato parti correlate e alle 11 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, alla data della presente Relazione, è ancora in corso una imponente emergenza sanitaria su scala mondiale dovuta alla pandemia da COVID-19. Le Autorità italiane hanno introdotto rilevanti 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, in ottemperanza alle suddette misure di contenimento della pandemia da COVID-19, ha tenuto la quasi totalità delle proprie riunioni – a partire dall'adunanza del 26 febbraio 2020 – 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 Collegio Sindacale segnala altresì che il Consiglio di Amministrazione della Società ha convocato l'Assemblea ordinaria degli Azionisti per il 20 maggio 2021 in unica convocazione, prevedendo che – alla luce dell'evolversi dell'emergenza sanitaria connessa alla pandemia da COVID-19 e tenuto conto di quanto previsto in materia di svolgimento delle assemblee di società dall'art. 106, comma 4, del Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, convertito con modificazioni dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 ([4]) – essa si svolga secondo modalità che consentano ai Soci di intervenirvi esclusivamente tramite il rappresentante designato dalla Società di cui all'art. 135-*undecies* del Testo Unico sulla Finanza, al quale gli Azionisti potranno conferire anche deleghe o subdeleghe ai sensi dell'art. 135-*novies* del medesimo Testo Unico, in deroga rispetto a quanto

([4]) La cui applicabilità è stata da ultimo prorogata fino al 31 luglio 2021 dall'articolo 3, comma 6, del Decreto Legge 31 dicembre 2020, n. 183, convertito con modificazioni con Legge 26 febbraio 2021, n. 21.

previsto dall'art. 135-*undecies*, comma 4, dello stesso Testo Unico. Il Collegio Sindacale vigilerà affinché in occasione dell'indicata Assemblea i diritti dei Soci possano essere regolarmente esercitati, nei limiti consentiti dalle peculiari modalità previste per il relativo svolgimento.
Il Collegio Sindacale continuerà a svolgere anche nel corso del 2021 la propria attività di vigilanza in stretto coordinamento con il Consiglio di Amministrazione e con la Società di revisione, per verificare gli impatti economici e finanziari per la Società e il Gruppo Enel determinati dalla pandemia da COVID-19.

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 2020 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 16 aprile 2021

Il Collegio Sindacale



Dott.ssa Barbara Tadolini Presidente



Avv. Romina Guglielmetti – Sindaco



Prof. Claudio Sottoriva – Sindaco

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2020 del Gruppo Enel

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 2020, 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 2020, 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.

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

Altri aspetti

Il bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, in data 8 aprile 2020, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

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.

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.9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 32 "Crediti commerciali"

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
I ricavi 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.

Recuperabilità delle attività non correnti

Note di commento al bilancio: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management - Impairment delle attività non finanziarie e Identificazione delle Cash Generating Units", n. 2.2. "Principi contabili significativi – Impairment delle attività non finanziarie", n.10.e "Ammortamenti e altri impairment", n. 17 "Immobili, impianti e macchinari" e n. 22 "Avviamento"

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 include, nel saldo delle attività non correnti, immobili, impianti e macchinari per €78.718 milioni, attività immateriali per €17.668 milioni e avviamenti per €13.779 milioni. Gli amministratori hanno effettuato i test di impairment sul valore contabile iscritto alla data di bilancio delle unità generatrici di flussi di cassa indipendenti ("CGU") a cui sono allocati i relativi avviamenti o che includevano altre attività non correnti che presentassero indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Il valore recuperabile delle CGU, basato sul valore d'uso, è stato determinato dagli amministratori mediante il metodo dell'attualizzazione dei flussi finanziari attesi ("Discounted Cash Flows"). Tale metodo è caratterizzato da un elevato grado di complessità e dall'utilizzo di stime, per loro natura incerte e soggettive, circa: — i flussi finanziari attesi, determinati tenendo conto dell'andamento economico generale e del settore di appartenenza, dei flussi finanziari consuntivati negli ultimi esercizi e dei tassi di crescita previsionali; — i parametri finanziari utilizzati ai fini della determinazione del tasso di attualizzazione. Per tali ragioni abbiamo considerato la recuperabilità delle attività non correnti un aspetto chiave dell'attività di revisione.	Le procedure di revisione svolte hanno incluso: — comprensione della procedura adottata nella predisposizione dei test di impairment approvata dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 25 febbraio 2021; — comprensione del processo di predisposizione del Business Plan approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 23 novembre 2020 (il "Business Plan"); — analisi della ragionevolezza delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella predisposizione del Business Plan, anche con riferimento alla loro coerenza con le strategie del Gruppo relative al cambiamento climatico e agli obiettivi dell'Accordo di Parigi; — analisi dei criteri di identificazione delle CGU e riconciliazione del valore contabile delle attività e passività alle stesse attribuite con il bilancio consolidato; — verifica della coerenza tra i flussi finanziari utilizzati ai fini dei test di impairment ed i flussi finanziari previsti nel Business Plan; — analisi degli scostamenti maggiormente significativi tra i dati inclusi nei piani economico-finanziari degli esercizi precedenti ed i relativi dati consuntivi, al fine di comprendere l'accuratezza del processo di stima adottato; — coinvolgimento di esperti del network KPMG nell'esame della ragionevolezza dei test di impairment e delle relative assunzioni, anche attraverso il confronto con dati e informazioni esterni; — esame dell'appropriatezza della presentazione in bilancio e dell'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento in relazione alle attività non correnti e ai test di impairment.

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 relative misure di salvaguardia.

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 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 2020, 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 2020 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 2020 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 di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/16. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli Amministratori della dichiarazione 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, 16 aprile 2021

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

ALLEGATI

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2020

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2020, 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
	Infrastrutture e Reti
	Enel X
	Mercati finali
	Servizi
	Finanziario

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Controllate									
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner 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%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
ACEFAT AIE	Barcellona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aero-Tanna Srl	Roma	IT	15.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	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	80,00%	80,00%
Aguilón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Alba Energia Ltda	Niterói	BR	16.045.169,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		Equity	Ufinet Latam SLU	49,90%	10,28%
Almeyda Solar SpA	Santiago del Cile	CL	61.655.088,43	USD		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Ampla Energia e Serviços SA	Niterói	BR	2.498.230.386,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,73%	64,83%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Niterói	BR	14.216.846,33	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41%	59,88%
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	1,00	GBP		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet USA Inc.	Wilmington	US	1,00	USD		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
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	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
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	New Delhi	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SL	Palma de Mallorca	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Baleares Energy SL	Palma de Mallorca	ES	4.509,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
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%
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 Wind 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
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
BluRe M.A.	San José	LU	7.092.970,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogaris PV1 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Bogotá ZE SAS	Bogotà	CO	1.000.000,00	COP		Integrale	Enel X Colombia SAS	100,00%	31,40%
Boiro Energía SA	Boiro	ES	601.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
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%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC Enel Green Power North America Inc.	75,92% 24,08%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazoria County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
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%
Broadband Comunicaciones SA	Quito	EC	436.425,00	USD		Equity	Ufinet Ecuador Ufiec SA Ufinet Latam SLU	100,00% 0,00%	20,60%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Equity	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows 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
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%
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%	20,00%
Carbopego - Abastecimento de Combustíveis SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,01% 49,99%	35,05%
Castiblanco Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
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 SA (Sociedad Unipersonal)	0,94%	0,66%
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		-	Almeyda Solar SpA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goiás	BR	5.075.679.362,52	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	64,97%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	1.231.270.567,54	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,24% 71,78%	26,81%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	74.549.250,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	0,00% 100,00%	65,00%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	BR	151.935.779,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	ES	364.213,34	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,37%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	6,40% 1,30% 33,20%	16,54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SA	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%
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%
Cherrywood Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%
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%	43,47%
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%	20,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC Cimarron Bend Wind Project II LLC Cimarron Bend Wind Project III LLC Enel Kansas LLC	49,00% 49,00% 1,00% 1,00%	100,00%
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 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%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CivDrone	Haifa	IL	1.093.350,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	4,27%	4,27%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Codensa SA ESP	Bogotà	CO	13.487.545.000,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	48,30%	31,40%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	ES	36.060,73	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Equity	Enel.si Srl	20,00%	20,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
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 SA (Sociedad Unipersonal)	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	892.246.885,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	48,13%
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%	65,00%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	65,00%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SL	5,00% 35,63%	26,30%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Thermal Generation Srl	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
CONSEL - Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore	Roma	IT	51.000,00	EUR		Equity	OpEn Fiber SpA	1,00%	0,50%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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%
Consorzio Civita in liquidazione	Roma	IT	156.000,00	EUR		-	Enel SpA	33,30%	33,30%
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 SL	25,00%	17,53%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	ES	600.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Derivex SA	Bogotà	CO	715.292.000,00	COP		-	Emgesa SA ESP	5,00%	1,58%
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 Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
Di.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	405.850,51	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,89%	1,89%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	55,00% 45,00%	70,11%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	33,48%
Dmd Holding AS in liquidazione	Trenčín-Zlatovce	SK	199.543.284,87	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	2,94%	0,97%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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 Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
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	Avikiran Vayu India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Yousave SpA	60,00%	60,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RO	382.158.580,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Dobrogea SA	Constanţa	RO	280.285.560,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Integrale	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	Yousave SpA	50,00%	50,00%
EGP Américas SpA	Santiago del Cile	CL	12.000,00	USD		Integrale	Enel 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
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		Integrale	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 Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	100,00%
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%
EGP HoldCo 7 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 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 Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	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 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	EGPNA REP Solar Holdings LLC	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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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 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 3 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 4 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%
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	20,00%	20,00%
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%	20,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano	ES	809.690,40	EUR		Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,06%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,05%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,11%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.821,79	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Barcellona	ES	500.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	ES	4.960.246,40	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcellona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SL	0,18%	0,12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	Barueri	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
Elini	Antwerpen	BE	76.273.810,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	4,00%	1,32%
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		Equity	Livister Guatemala SA Livister Latam SLU	1,00% 99,00%	20,60%
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Emerging Networks Panama SA	Panama City	PA	300,00	USD		Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Emgesa SA ESP	Bogotà	CO	655.222.312.800,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	48,48%	31,51%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA (Sociedad Unipersonal)	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,56%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	96,37%	67,56%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	100,00%
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	100,00%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago del Cile	CL	250.428.941,00	CLP		Integrale	Enel Colina SA Enel Distribución Chile SA	0,10% 99,90%	64,34%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA Enel Argentina SA	56,36% 43,10%	46,88%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Nacional de Geotermia SA in liquidazione	Santiago del Cile	CL	12.647.789.439,24	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	51,00%	33,11%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SA	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	PT	250.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía SA	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación II SA	Siviglia	ES	63.107,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación Nuclear SA	Siviglia	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA Endesa Generación SA Enel Green Power España SL	0,20% 99,20% 0,60%	70,11%
Endesa Generación SA	Siviglia	ES	1.940.379.735,35	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	GB	2,00	GBP		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integrale	Endesa SA Enel Iberia Srl	0,01% 70,10%	70,11%
Endesa Soluciones SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
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	9.783.875.314,43	USD		Integrale	Enel SpA	65,00%	65,00%
Enel and Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Equity	Enel Global Infrastructure and Networks 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%	65,00%
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	Niterói	BR	10.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	18.978.311.482,06	BRL		Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA	99,25% 0,75%	65,00%
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Niterói	BR	285.044.682,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
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%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	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
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	230.137.979.938,00	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%	54,05%
Enel Energia SpA	Roma	IT	302.039,00	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 Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37.004.350,00	RON		Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	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 Green Power Panamá Srl	50,06%	50,06%
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%
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%

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 #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		Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	49,19%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	298.584.050,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	42,72%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	2.498.101.267,20	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	54,34%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	62,72%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	IT	11.000.000,00	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 Argentina SA	Buenos Aires	AR	82.534.295,00	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA Enel Rinnovabili Srl Energía y Servicios South America SpA	0,00% 99,24% 0,76%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Aroeira 06 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
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		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	1.946.507,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói	BR	104.890.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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 Brasil Participações Ltda	Niterói	BR	8.411.724.678,00	BRL		Integrale	Enel Rinnovabili Srl Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	BG	35.231.000,00	BGN		AFS	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	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 Green Power Brasil Participações Ltda	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 Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	99,61% 0,15%	64,84%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
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 Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Cile	CL	1.197.691.313,37	USD		Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile SA Enel SpA	72,46% 27,54% 0,01%	64,93%
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		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotà	CO	6.263.213.000,00	COP		Integrale	Enel Rinnovabili Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	CR	27.500.000,00	USD		Integrale	Energía y Servicios South America SpA	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 Cremzow GmbH & Co. Kg	Schenkenberg	DE	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH	Schenkenberg	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Niterói	BR	144.784.899,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Cristal Eólica SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,17% 0,00% 0,83%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	100.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	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 Cumaru 02 SA	Niterói	BR	100.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Niterói	BR	100.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Niterói	BR	100.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Niterói	BR	100.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Niterói	BR	83.709.003,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,16% 0,84%	100,00%
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Niterói	BR	549.062.483,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Niterói	BR	93.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Niterói	BR	31.105.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Niterói	BR	105.864.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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 Desenvolvimento Ltda	Niterói	BR	43.342.090,38	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
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	Niterói	BR	130.354.009,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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 Energía y Servicios South America SpA	99,96% 0,04%	100,00%
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	Niterói	BR	135.191.530,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98,81% 1,19% 0,00%	100,00%
Enel Green Power España SL	Siviglia	ES	11.152,74	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Niterói	BR	129.418.174,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,14% 0,86%	100,00%
Enel Green Power Esperança Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Niterói	BR	121.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	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 Fontes dos Ventos 3 SA	Niterói	BR	121.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power France SAS	Parigi	FR	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	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		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	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 Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integrale	Enel Rinnovabili Srl Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	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	8.180.350,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	106.609.641,00	EUR		Integrale	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	Niterói	BR	451.566.053,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	New Delhi	IN	100.000.000,00	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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Niterói	BR	204.706.645,67	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Niterói	BR	219.235.933,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Niterói	BR	407.279.143,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Niterói	BR	135.459.530,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,89% 1,11%	100,00%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	1.040.000.000,00	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 Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
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	Niterói	BR	90.722.530,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,20% 0,80%	100,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private 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 Enel Rinnovabile SA de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Niterói	BR	132.642.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Niterói	BR	117.142.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	MA	340.000.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Niterói	BR	248.138.287,11	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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 Morro do Chapéu II Eólica SA	Niterói	BR	206.050.114,05	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Mourão SA	Niterói	BR	25.600.100,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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 O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panamá Srl	Panama City	PA	3.001,00	USD		Integrale	Enel Rinnovabili Srl Energía y Servicios South America SpA	99,97% 0,03%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	123.350.100,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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	Niterói	BR	127.424.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	98,79% 1,21% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Niterói	BR	189.519.527,57	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,90% 1,10%	100,00%
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	973.213.507,00	PEN		Integrale	Enel Rinnovabili Srl Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Niterói	BR	143.674.900,01	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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 Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
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)	Niterói	BR	274.420.832,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Sannio	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói	BR	91.300.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	121.600.480,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	113.710.396,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 1 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	101.671.353,82	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 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 São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	122.883.216,25	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	129.375.630,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	100.619.590,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	110.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	110.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	110.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	110.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	110.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 2 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	129.213.750,53	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	139.939.932,22	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	138.733.692,21	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	216.299.843,02	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 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 São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	123.720.789,57	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 14)	Teresina	BR	197.176.257,11	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	199.271.048,28	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	143.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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 Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
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 Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
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	1.975.000,00	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	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 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	Niterói	BR	86.034.360,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,76% 1,24%	100,00%
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	65.654.658,00	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	171.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	185.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	231.402.551,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	182.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	198.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	126.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	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 Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	249.650.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	126.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	113.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	106.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	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 Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	185.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36 SA)	Teresina	BR	105.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	105.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	105.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	105.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Niterói	BR	7.315.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Niterói	BR	110.200.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Niterói	BR	147.000.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Niterói	BR	202.100.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Niterói	BR	183.700.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	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 Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Niterói	BR	183.700.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Niterói	BR	202.100.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Niterói	BR	202.100.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Salvador	BR	110.200.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Niterói	BR	202.100.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	100,00% 0,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Niterói	BR	4.727.414,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Ventos de Santo Orestes 2 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	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 Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos 1 SA)	Niterói	BR	565.756.528,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Niterói	BR	129.639.980,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Salvador	BR	6.986.993,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	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 Zeus Sul 2 SA	Niterói	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia Srl	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 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 Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	65,00%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Rinnovabili Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel 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 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		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rus Wind Azov LLC	Mosca	RU	200.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk City	RU	10.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Stavropolye LLC	Regione di Stavropol	RU	350.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Yekaterinburg	RU	35.371.898.370,00	RUB		Integrale	Enel SpA	56,43%	56,43%
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		Integrale	E-Distribuţie Banat SA E-Distribuţie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Solar Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói	BR	42.863.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Soluções Energéticas Ltda	100,00% 0,00% 0,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Tecnologia de Redes SA	Niterói	BR	10.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
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		Integrale	Enel Romania 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
Enel Trade Serbia doo	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 Enel Argentina SA	55,00% 45,00%	65,00%
Enel Trading Brasil SA	Niterói	BR	1.000.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	65,00%
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%	65,00%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X Chile SpA	20,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	100,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	100,00%	12,99%
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	21.224.578,00	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	9.880,00	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	187.725.892,00	BRL		Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	65,00%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	3.800.000.000,00	CLP	X	Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS	Bogotà	CO	5.000.000.000,00	COP	X	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	31,40%
Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	3.500.000,00	USD	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000,00	USD	X	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X France SAS	Parigi	FR	2.901.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841,00	EUR	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR	X	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan K.K.	Tokyo	JP	255.000.000,00	JPY	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Limited	Seoul	KR	10.000.000,00	KRW	X	Integrale	Enel X Korea Limited	100,00%	100,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	1.200.000.000,00	KRW	X	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD	X	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Mobility Romania Srl	Bucarest	RO	6.937.800,00	RON	X	Integrale	Enel X International Srl Enel X Srl	99,86% 0,14%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	X	Integrale	Enel X MA 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
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	1.000.000,00	NOK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	12.005.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	65,00%
Enel X Polska Sp. Zo.o.	Varsavia	PL	10.000.000,00	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Romania Srl	Bucarest	RO	234.450,00	RON		Integrale	Enel X International Srl Enel X Srl	99,00% 1,00%	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 Sweden AB	Stoccolma	SE	50.000,00	SEK		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	TW	65.000.000,00	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.626,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	IT	5.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Maroussi	GR	60.108,80	EUR		Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000,00	SAR		Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Niterói	BR	5.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enelpower SpA	Milano	IT	2.000.000,00	EUR		Integrale	Enel 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
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	6.463.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,56%
Energía Eólica Alto del Llano SLU	Madrid	ES	3.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Energia Eolica Srl in sigla EN.EO. Srl	Roma	IT	4.840.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
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 Green Power Costa Rica SA	100,00%	100,00%
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 Enel Rinnovabile SA de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
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 SL (Sociedad Unipersonal)	Palma de Mallorca	ES	9.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	MX	51.879.307,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,90% 0,01%	99,91%
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	5.339.650,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,04% 99,96%	100,00%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SL	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago del Cile	CL	144.290.951,73	USD		Integrale	Enel Rinnovabili Srl	100,00%	100,00%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	ES	3.200.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energías de Graus SL	Barcellona	ES	1.298.160,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,98%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,09%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	ES	19.594.860,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
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 Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Marrakech	MA	637.840.000,00	MAD		Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,43%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Hydro Piave Srl in liquidazione	Belluno	IT	800.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	630.451,00	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enerlive Srl	Roma	IT	6.520.000,00	EUR		Integrale	Maicor Wind Srl	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	10.535,00	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%
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 SL	100,00%	70,11%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Envatios Promoción XX SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Eólica del Cierzo SLU	Saragozza	ES	225.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Eólica del Principado SAU	Gijón - Asturias	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.342,50	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	35,40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201,54	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	56,98% 39,50%	96,48%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Eólicas de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	42,06%
Epresa Energía SA	Cadice	ES	2.500.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
European Energy Exchange AG	Leipzig	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
Expedition 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 SL	70,00%	49,07%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	ES	3.230.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	51,60%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	45,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	ES	8.046.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,10%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,10%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	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		Integrale	Paytipper SpA	100,00%	55,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Niterói	BR	577.000,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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 SA	61,37%	43,02%
Furatena Solar 1 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Galaxy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Genability Inc.	San Francisco	US	6.010.074,72	USD		Equity	Enel X North America Inc.	50,00%	50,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	GT	16.261.697,33	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Rinnovabili Srl	1,00% 99,00%	100,00%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Rinnovabili Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Generadora Solar Austral SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	100,00%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	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	891.000,00	CRC		-	Enel Green Power Costa Rica SA	9,09%	9,09%
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%	20,00%
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%	16,27%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
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 SA	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
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%
Harvest Ridge Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Hatch Data Inc.	San Francisco	US	10.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	5,00%	5,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	ES	126.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
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 SL	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	62,85%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (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 SL	51,00%	35,75%
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%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943,00	EUR		-	Enel X International Srl	12,50%	12,50%
Hydro Energies Corporation	Willison	US	5.000,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%
i-EM SAT Ltd	Didcot, Oxfordshire	GB	100,00	GBP		Equity	i-EM Srl	100,00%	30,00%
i-EM Srl	Torino	IT	28.571,43	EUR		Equity	Enel Italia SpA	30,00%	30,00%
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS		Equity	Ifx/eni - Spc V Inc. Minority Stock Holding Corp.	99,85% 0,15%	20,60%
Ifx Networks Chile SA	Santiago del Cile	CL	6.235.913.725,00	CLP		Equity	Ifx/eni - Spc IV Inc. Servicios de Internet Eni Chile Ltda	41,20% 58,80%	20,60%
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotà	CO	15.734.959.000,00	COP		Equity	Ifx Networks Panama SA Ifx/eni - Spc III Inc.	58,33% 41,67%	20,60%
Ifx Networks LLC	Wilmington	US	80.848.653,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ifx Networks Ltd	Tortola	VG	50.001,00	USD		Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Ifx Networks Panama SA	Panama City	PA	21.000,00	USD		Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc III Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc IV Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ifx/eni - Spc Panama Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc V Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Inertia Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Inertia Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		Equity	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Codensa SAS	Bogotà	CO	5.000.000,00	COP		Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	31,40%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	828.941.660,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	57,14%	37,14%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	45.474.475,77	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jade Energia Ltda	Conceição do Jacuípe	BR	4.107.097,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	100,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
JuiceNet GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
JuiceNet Ltd	Londra	GB	1,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juna Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	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
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Khidrat Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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 Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şírketí	Istanbul	TR	125.000.000,00	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%
Kromschroeder SA	Barcellona	ES	627.126,00	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29,26%	20,51%
La Cabaña SpA	Santiago del Cile	CL	1.481.845.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
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 Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lemonade 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
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 SpA	0,33%	0,33%
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%
Littleville Power Company Inc.	Boston	US	100,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	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 Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Livister Honduras SA	Tegucigalpa	HN	25.000,00	HNL		Equity	Livister Guatemala SA Livister Latam SLU	0,40% 99,60%	20,60%
Livister Latam SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	PA	10.020,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,80% 0,20%	100,00%
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%
Lower Valley LLC	Wilmington	US	-	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
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Niterói	BR	4.062.085,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	33,15%
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	Yousave SpA	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%
Marengo Solar LLC	Wilmington	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 (ex BLP Energy 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 Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
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 RSA (Pty) Ltd	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		Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,53%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SL	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Saragozza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SL	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	VG	100,00	USD		Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
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%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
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%
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%
Navalvillar Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Netell Telecomunicações SA	Barueri	BR	29.800.000,00	BRL		-	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	60,00%	12,36%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company LLC	Andover	US	-	USD		AFS	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
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 RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North Canal Waterworks	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%
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		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
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%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Omip - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) Sgps SA	Lisbona	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
OpEn Fiber SpA	Milano	IT	250.000.000,00	EUR		AFS	Enel SpA	50,00%	50,00%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%	20,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
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%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şírketí	Istanbul	TR	11.250.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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 SL	100,00%	70,11%
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 SL	90,00%	63,10%
Parc Eòlic La Tossa - La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
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 Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	931.692.540,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	1.489.508.400,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	MX	-	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0,50% 25,00%	25,50%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL Parque Eólico de Barbanza SA	75,00% 0,00%	52,58%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	50,17%	35,17%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	57,49%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL Parque Eólico de Santa Lucía SA	65,67% 1,00%	46,50%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,10%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	10.637.000,00	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 SL	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	40,66%
Parque Eólico Tico SLU	Saragozza	ES	234.900,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000,00	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina SA Energía y Servicios South America SpA	95,00% 5,00%	100,00%
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%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.170,93	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA Enel Green Power SpA	60,91% 34,56%	74,12%
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		Integrale	Paytipper SpA	100,00%	55,00%
Paytipper SpA	Milano	IT	3.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Srl	55,00%	55,00%
PDP Technologies Ltd	Ashkelon	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5,72%	5,72%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,02% 49,98%	35,05%
PH Chucás SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA Energía y Servicios South America SpA	40,31% 24,69%	65,00%
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	33,44%	33,44%
PH Guácimo SA	San José	CR	50.000,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	ES	1.198.532,32	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	39,34%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%	20,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Productora de Energías SA	Barcellona	ES	60.101,22	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgelense 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 Green Power Panamá Srl	100,00%	100,00%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
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%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	ES	601.000,00	EUR		Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Energía y Servicios South America SpA	99,90% 0,10%	100,00%
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.250,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	52,70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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 Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage 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	Ranchland Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%
Reaktortest SRO	Trnava	SK	66.389,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
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%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.370.000,00	HNL		-	Livister Honduras SA	80,00%	16,48%
Reftinskaya GRES LLC	Pgt Reftinskii	RU	10.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Rinnovabili Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Rihue SpA	Santiago del Cile	CL	986.821,00	USD		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
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. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1,00	USD		Equity	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Rolling 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
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%
Rustler Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	23,44%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salmon Falls Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America 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 SL	50,00%	35,05%
Samantha Solar SpA	Santiago del Cile	CL	88.334.025,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,74%
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 (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	ES	207.340,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
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%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	3.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago del Cile	CL	2.768.688.228,00	CLP		Equity	Ifx Networks Ltd Ifx/eni - Spc IV Inc.	0,10% 99,90%	20,60%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Yousave SpA	27,50%	27,50%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	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	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy 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%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	67,30%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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 Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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 SL	64,75%	45,39%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048,42	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	42,06%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SA	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotà	CO	89.714.600,00	COP		Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa SAS	94,94% 5,05%	31,50%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA in liquidazione (in forma abbreviata Galsi SpA in liquidazione)	Milano	IT	37.419.179,00	EUR		-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
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		AFS	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Sona Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	50.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	25,24%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind 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
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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%
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 Enel Rinnovabile SA de Cv	0,10% 99,90%	100,00%
Sublunary Trading (RF) (Pty)	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Suggestion Power (Unipessoal) Lda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,11%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240,00	EUR		Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,06%
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%
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%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integrale	Enel Rinnovabili Srl	75,00%	75,00%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
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%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	RU	128.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	0,42% 1,68% 5,60%	3,33%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	0,47% 1,89% 6,23%	3,72%
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	RU	118.213.473,45	RUB		-	Enel Russia PJSC	1,65%	0,93%
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	100,00%
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%
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 SL	100,00%	70,11%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,37%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Rinnovabili Srl Generadora Montecristo SA	0,00% 100,00% 0,00%	100,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago del Cile	CL	4.404.446.151,00	CLP		Equity	Enel Generación Chile SA	50,00%	30,37%
Transportadora de Energía SA - TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Enel Brasil SA Enel CIEN SA	0,00% 60,15% 39,85%	65,00%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Girona	ES	72.121,45	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	73,33%	51,41%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	17,73% 17,77%	24,89%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Tula WPS LLC	Tula	RU	-	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy 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	Yousave SpA	50,00%	50,00%
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	GB	2,00	GBP		AFS	Enel Global Thermal Generation 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
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,95% 0,05%	20,60%
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	45.784.638,00	BRL		-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 100,00%	20,60%
Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	Santo André	BR	45.784.638,00	BRL		-	Ufinet Brasil Participações Ltda Ufinet Latam SLU	100,00% 0,00%	20,60%
Ufinet Chile SpA	Santiago del Cile	CL	233.750.000,00	CLP		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia SA	Bogotà	CO	1.180.000.000,00	COP		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Honduras SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,00% 0,00% 90,00% 0,00%	18,54%
Ufinet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	EC	1.507.800,00	USD		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 100,00%	20,60%
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Ufinet Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR		Equity	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%
Ufinet México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	7.635.430,00	MXN		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	1,31% 98,69%	20,60%
Ufinet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO		Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,50% 99,00% 0,50%	20,60%
Ufinet Panamá SA	Panama City	PA	1.275.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG		Equity	Ufinet Latam SLU	75,00%	15,45%
Ufinet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN		Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	100,00% 0,00%	20,60%
Ufinet Us LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD		Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ukuqala Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (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
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	10.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Istanbul	TR	3.500.000,00	TRY		AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Maracanaú	BR	1.754.031,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Maracanaú	BR	9.988.722,00	BRL		Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Vientos del Altiplano S de RL 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 SL	67,00%	46,97%
Viva Labs AS	Oslo	NO	105.534,00	NOK		Integrale	Enel X International Srl	60,00%	60,00%
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%
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		Equity	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Hopkinton Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		AFS	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
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%
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%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	1.218.188,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	GR	556.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	GR	424.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	GR	389.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	GR	555.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	778.648,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	945.990,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	1.034.774,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	772.639,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Paliopirgos SA	Maroussi	GR	2.239.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	GR	575.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	635.467,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	GR	472.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	857.490,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	GR	576.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	GR	361.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	GR	554.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
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%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	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
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	BG	5.000,00	BGN		Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,11%
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%	21,67%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	ES	234.394,72	EUR		Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Yousave SpA	Bergamo	IT	500.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	100,00%	100,00%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	LU	76.180.812,49	EUR		Equity	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Equity	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	LU	82.866.475,04	USD		Equity	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	LU	30.000.000,00	EUR		Equity	Enel X International Srl	20,60%	20,60%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Concept design e realizzazione
HNTO

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

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

