ATTI PARLAMENTARI

XVIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 347

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 1958, n. 259

ENEL SOCIETÀ PER AZIONI (ENEL Spa)

(Esercizio 2019)

Trasmessa alla Presidenza il 19 novembre 2020

VOLUME II

PAGINA BIANCA

INDICE

VOLUME I

Determinazione della Corte dei conti n. 105/2020 del 25 ottobre 2020 ..... *Pag.* VII

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENEL – Società per Azioni per l'esercizio 2019 » IX

VOLUME II

Relazione e bilancio di esercizio 2019 ..... *Pag.* 117

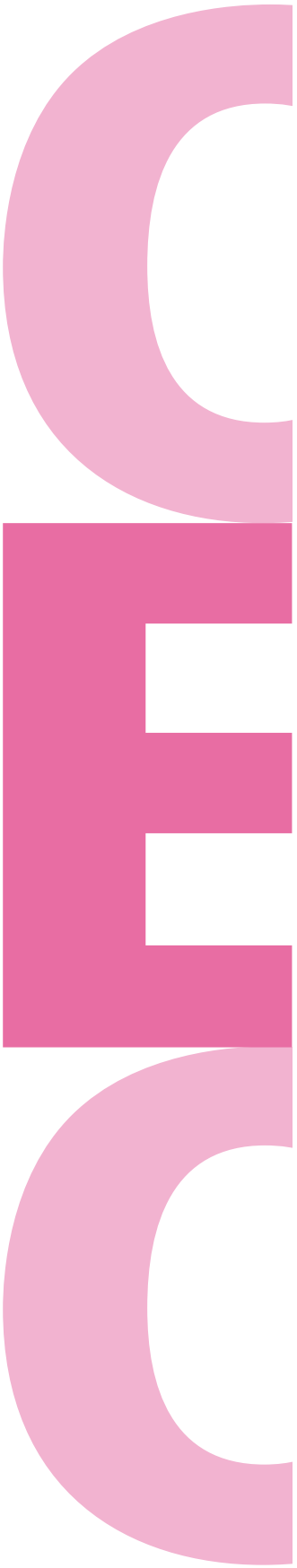
Relazione finanziaria annuale consolidata 2019 ..... » 297

PAGINA BIANCA

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

RELAZIONE E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENEL SPA
AL 31 DICEMBRE 2019



RELAZIONE E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENEL SPA AL 31 DICEMBRE 2019

Enel is Open Power
Posizionamento
Open Power
Purpose
Open Power for a brighter future. We empower sustainable progress.
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.
Relazione e Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2019
enel

Visione
Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.
Valori
Fiducia
Proattività
Responsabilità
Innovazione
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.

Futuro: dalla visione all'azione.

Relazione e Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2019

enel

Cari azionisti, cari stakeholder,
il nostro modello industriale integra pienamente la sostenibilità nella strategia di business. Questo ci ha permesso anche nel 2019 di continuare un percorso di crescita, confermandoci leader nelle principali dimensioni della transizione energetica.
Siamo la più grande società privata al mondo di distribuzione di energia elettrica, con 73 milioni di utenti finali concentrati in alcune grandi aree urbane del pianeta e siamo il primo operatore privato nelle energie rinnovabili a livello globale, con 46 GW di capacità gestita [(1)].
Anche nel retail abbiamo la più estesa customer base al mondo tra le società private, con circa 70 milioni di clienti, e siamo ben posizionati per beneficiare delle opportunità derivanti dal trend di elettrificazione.
Le solide performance, ottenute con continuità negli ultimi anni, rafforzano la fiducia del mercato nei nostri confronti. Nel corso dell'anno il titolo Enel ha registrato un incremento di valore del 40%, superando quota 7 euro, sovraperformando l'indice italiano (FTSE-MIB: +28%) e quello settoriale (Euro STOXX Utilities: +22%), ed è stato inoltre incluso nell'indice STOXX Europe 50, che raggruppa le cinquanta società a maggiore capitalizzazione in Europa.

Il contesto macroeconomico

Il contesto economico mondiale nel 2019 è stato piuttosto debole, perpetuando il rallentamento già iniziato nella seconda metà del 2018. Le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, unitamente a quelle geopolitiche e al persistente clima di incertezza circa l'esito dei negoziati della Brexit, hanno condizionato fino agli ultimi mesi dell'anno le scelte di investimento. A fronte del deterioramento del contesto globale, le banche centrali hanno rivisto la propria politica monetaria, con la Fed e la BCE che hanno tagliato aggressivamente i tassi di interesse e ripristinato il "Quantitative Easing".
Il 2019 è stato altresì segnato dall'ulteriore rallentamento dell'economia cinese, mentre negli Stati Uniti l'economia è rimasta supportata da una domanda interna resiliente, con consumi privati ancora solidi.
Nell'Eurozona la crescita è stata modesta, attestandosi in media sul +1,2%. Tale performance è principalmente dovuta al calo della produzione riconducibile alla debolezza della domanda extra-europea, parzialmente compensata da un mercato domestico piuttosto in salute.
In America Latina il quadro economico del 2019 è stato più debole del 2018 ma eterogeneo, con Paesi, come la Colombia, che hanno mostrato solidità e altri che sono stati più esposti alla volatilità del contesto macroeconomico e politico, come l'Argentina. Il Brasile ha mostrato una forte ripresa dell'attività economica negli ultimi due trimestri del 2019, ma i rallentamenti dell'economia cinese e le pressioni sui prezzi delle commodity ne hanno limitato la crescita del PIL.
Durante il 2019 il mercato petrolifero si è mosso all'insegna della volatilità. Il Brent ha alternato movimenti di prezzo al rialzo e al ribasso. In generale i prezzi sono risultati inferiori rispetto ai livelli dello scorso anno, indicando una debolezza strutturale della domanda globale.
Il mercato del gas è stato caratterizzato da un surplus globale di domanda di GNL che ha contribuito a dirottare i flussi verso l'Europa provocando il massimo riempimento degli stoccaggi e un netto calo dei prezzi.
La diminuzione del prezzo del gas in combinazione con la tensione sul prezzo della CO_2, particolarmente volatile nel corso del 2019, ha determinato un indebolimento della competitività del carbone, specialmente in ambito di generazione termoelettrica, che si è riflesso in un calo di domanda e di prezzo del combustibile.
E proprio alla fine del 2019 si sono registrati a Wuhan (Cina) i primi casi dell'attuale pandemia da Coronavirus (COVID-19) che sta mettendo a dura prova in questi mesi i sistemi sociali ed economici di molti Paesi del mondo.

I risultati economici

Nel 2019 il Gruppo Enel ha proseguito il proprio percorso di crescita centrando tutti gli obiettivi fissati, nonostante il peggioramento della competitività della generazione convenzionale, che ha determinato la svalutazione contabile della quasi totalità del parco impianti a carbone del Gruppo, nonché il perdurare dell'instabilità di alcune economie dell'America Latina.

(1) Include, oltre alla capacità installata, anche quella riferita a società collegate o a controllo congiunto (circa 3,7 GW).

In particolare, il Gruppo ha chiuso l'esercizio con un EBITDA ordinario pari a 17,9 miliardi di euro, in incremento del 10,8% rispetto ai 16,2 miliardi di euro del 2018 e superiore alle indicazioni fornite al mercato. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, ha raggiunto i 4,8 miliardi di euro, in crescita del 17% rispetto all'anno precedente. Il dividendo per il 2019 ammonta a circa 33 centesimi per azione, in incremento del 17% rispetto ai 28 centesimi del 2018 e al dividendo minimo garantito agli azionisti. Il rapporto FFO su debito netto, indice del livello di solidità finanziaria, ha raggiunto a fine anno il 26%, migliorando il target prefissato per il 2019. Il debito netto è pari a 45,2 miliardi di euro, inferiore alle indicazioni fornite al mercato anche se in crescita rispetto all'anno precedente, a causa dell'applicazione di nuovi princípi contabili, delle operazioni straordinarie concluse nel corso del periodo e dell'incremento degli investimenti destinati alla crescita.

Principali avvenimenti

Per quanto riguarda la generazione, Enel ha raggiunto nel 2019 un nuovo record, costruendo a livello globale 3.029 MW di nuova capacità rinnovabile, grazie a una pipeline di progetti solida, ben diversificata e in continua crescita. La capacità installata consolidata rinnovabile ha raggiunto i 42 GW e ha superato quella termoelettrica, in calo a 39 GW. Si tratta di un passo importante nel cammino del Gruppo verso una matrice energetica più pulita e sostenibile, che è testimoniata anche dalla rapida riduzione delle emissioni specifiche di CO_2, attestatesi a 296 g/kWh$_{eq}$ (-20% rispetto al 2018). È stato così raggiunto con un anno di anticipo l'obiettivo fissato nel 2015 di ridurre le emissioni dirette al di sotto dei 350 g/kWh$_{eq}$.

Il Gruppo ha proseguito lungo il percorso della digitalizzazione delle reti, con un incremento di 5,9 milioni del numero di smart meter di seconda generazione (per un totale di 13,1 milioni) e lo sviluppo di progetti innovativi come il Puglia Active Network (Italia) e l'Urban Futurability (San Paolo, Brasile). Questi progetti sono finalizzati a migliorare la qualità e la resilienza delle reti elettriche, grazie all'utilizzo di tecnologie quali la sensoristica diffusa, l'intelligenza artificiale e la modellazione 3D.

Nel corso dell'anno è proseguito il piano di installazione di infrastrutture di ricarica pubbliche per veicoli elettrici in Italia, Spagna e Romania, e sono stati raggiunti accordi di interoperabilità che consentono ai clienti Enel X di avere a disposizione una rete di 82.000 punti di ricarica, inclusi quelli privati. Il Gruppo si è inoltre confermato leader nella transizione energetica, supportando l'elettrificazione del trasporto pubblico grazie alla fornitura di stazioni di ricarica per bus elettrici in Cile e in Colombia. Abbiamo inoltre confermato la nostra capacità di assistere i clienti nell'utilizzare l'energia in modo più efficiente, portando a 6,3 GW i servizi di gestione attiva della domanda e a 110 MW il totale delle batterie installate presso i clienti industriali o direttamente connesse alle reti di distribuzione e trasmissione.

In tema di trasformazione digitale, ad aprile 2019 è stato raggiunto un importante traguardo: il completamento della migrazione dei dati e delle applicazioni del Gruppo sul cloud. Enel è la prima tra le grandi utility mondiali ad aver raggiunto questo obiettivo, con enormi vantaggi in termini di flessibilità, velocità, sicurezza, resilienza oltre che di efficienza. Questo passaggio, inoltre, è determinante in quanto è abilitante tecnologico di nuovi modelli di business, come quelli a piattaforma, che saranno sempre più rilevanti nel futuro prossimo di Enel.

Nell'ambito delle operazioni straordinarie, è stata perfezionata la cessione della centrale a carbone russa di Reftinskaya (3,8 GW) da parte della controllata Enel Russia a JSC Kuzbassenergo, società controllata da Siberian Generating Company. Enel Green Power North America ha effettuato la ristrutturazione della joint venture con General Electric negli Stati Uniti attraverso l'acquisizione del 100% di sette impianti di generazione geotermica, eolica e solare, per un totale di 650 MW, e la vendita dell'80% di un portafoglio di 785 MW di parchi eolici statunitensi a CalPERS.

In Brasile, attraverso la sua controllata Enel Green Power Brasil Participações Ltda, il Gruppo ha finalizzato la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili completamente operativi per un totale di 540 MW alla società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited.

In Italia si segnala la vendita a F2i SGR dell'impianto a biomasse di Mercure, operazione che si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR per la cessione dell'intero portafoglio di impianti a biomasse in Italia.

Infine, nella prima metà del 2019, attraverso un'operazione di Total Return Swap (TRS) sulle azioni di Enel Américas, il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione nel capitale sociale della società del 5%, arrivando a circa il 60%.

Per quanto riguarda la finanza, dopo il terzo Green Bond da 1 miliardo di euro di gennaio, l'anno è culminato con l'emissione di due SDG Linked Bond, i primi titoli obbligazionari al mondo legati direttamente ai Sustainable Development Goals (SDG) fissati dalle Nazioni Unite con l'Agenda 2030. Le due operazioni hanno raccolto complessivamente un controvalore di 3,9 miliardi di euro sul mercato americano ed europeo, destando un grande interesse da parte della comunità finanziaria internazionale. Con una domanda media 3,6 volte maggiore dell'offerta e uno sconto fino al 20% rispetto a strumenti di finanziamento convenzionali, l'operazione ha portato al riconoscimento del premio "ESG Issuer of the Year" da parte di International Financing Review.

Strategia e previsioni per il 2020-2022

Il mondo delle utility sta vivendo un'epoca di profonde trasformazioni, guidate principalmente dalla sfida della decarbonizzazione del settore dell'energia. Il progressivo spostamento della generazione dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili insieme con l'accelerazione nell'elettrificazione dei consumi finali saranno i trend principali della transizione energetica. Le infrastrutture energetiche e le piattaforme digitali rappresenteranno elementi chiave per abilitare tale transizione e raggiungere i Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite. La strategia sostenibile e il modello di business integrato sviluppati negli ultimi anni hanno permesso al Gruppo di creare costantemente valore e consentiranno di beneficiare delle opportunità emergenti da questa transizione, limitando al tempo stesso i relativi rischi.

Grazie al modello di sviluppo basato sulla crescita organica degli asset di generazione rinnovabile che permette una grande flessibilità di impiego dei capitali, il Gruppo è capace di affrontare con buona capacità di reazione eventuali repentini cambiamenti di scenario che potrebbero verificarsi a fronte della pandemia in sviluppo in questi mesi nel mondo.

Nel novembre 2019 Enel ha presentato il Piano Strategico 2020-2022 che, confermando le direttrici strategiche già identificate, integra esplicitamente gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria.

Il percorso di crescita delineato nel Piano evidenzia un'accelerazione costante, con un obiettivo di EBITDA ordinario di Gruppo al 2022 di 20,1 miliardi di euro, rispetto ai 17,9 miliardi di euro del 2019 (+12%).

Nel prossimo triennio il Gruppo prevede investimenti organici lordi totali pari a circa 28,7 miliardi di euro (in aumento dell'11% rispetto al piano precedente), di cui oltre il 90% è riconducibile ai quattro SDG su cui è orientata la strategia: SDG 7 - Affordable and Clean Energy; SDG 9 - Industry, Innovation and Infrastructure; SDG 11 - Sustainable Cities and Communities; SDG 13 - Climate Action.

Del totale degli investimenti organici, circa 12,5 miliardi di euro saranno dedicati alla costruzione e mantenimento di impianti di generazione rinnovabili, che raggiungeranno i 60 GW al 2022. Contestualmente il Gruppo proseguirà nel progressivo superamento degli impianti a carbone, con una diminuzione della produzione del 74% già nel 2022.

Tale strategia è coerente con l'impegno di Enel per la lotta contro il cambiamento climatico che, a settembre 2019, è stato ulteriormente rafforzato definendo come nuovo obiettivo quello di ridurre del 70% entro il 2030 le emissioni dirette di CO_2 per kWh_{eq}, rispetto al 2017. Questo target è certificato dalla Science Based Targets initiative, la più autorevole iniziativa a livello mondiale per sostenere la definizione di obiettivi scientifici che stimolino le imprese a supportare la transizione verso un'economia a emissioni zero, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Parallelamente, Enel ha fissato un altro nuovo obiettivo, anch'esso certificato dalla Science Based Targets initiative, volto a ridurre del 16% entro il 2030 anche le emissioni indirette associate al consumo di gas da parte dei clienti finali di Enel.

Per quando riguarda le reti, sono pianificati investimenti pari a circa 11,8 miliardi di euro, con lo scopo di migliorarne ulteriormente la resilienza, la qualità e l'efficienza, anche grazie all'utilizzo degli smart meter di nuova generazione, che nel 2022 raggiungeranno quasi 29 milioni di unità, e all'adozione di un modello di business a piattaforma che consentirà di rendere più efficaci le operations in tutti i Paesi di presenza.

Infine, il Gruppo investirà 2,3 miliardi di euro complessivi nel segmento retail e in Enel X per rafforzare la centralità del cliente, acquisendo una posizione di vantaggio in vista della crescente elettrificazione dei consumi. Lo sviluppo di piattaforme globali ed ecosistemi ci consentirà di mettere a disposizione del cliente nuovi servizi, abilitando un'ulteriore creazione di valore per il Gruppo. Al 2022 i clienti nel mercato libero saranno circa 35 milioni e si raggiungeranno inoltre 10,1 GW di gestione attiva della domanda e 736 MW di accumuli elettrici installati.

La solidità del nostro business model e la citata flessibilità nell'impiego dei flussi di cassa su investimenti organici ci consentono di poter confermare la politica dei dividendi basata su un pay-out del 70% dell'utile netto ordinario di Gruppo e di estendere il dividendo minimo per azione per l'intero periodo 2020-2022, dove Enel prevede di corrispondere, sui risultati degli esercizi 2020-2022, il maggiore fra: a) un dividendo per azione basato sull'indicato pay-out del 70%; b) un dividendo minimo per azione di 0,35 euro, 0,37 euro e 0,40 euro rispettivamente.

In un momento di forte instabilità dello scenario globale, affrontiamo il futuro con fiducia, forti di quanto abbiamo costruito e del valore delle nostre persone.

Patrizia Grieco
Presidente del Consiglio di Amministrazione

Francesco Starace
Amministratore Delegato e Direttore Generale

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 5

1.

Relazione sulla gestione

Modello organizzativo di Enel	**12**
Organi sociali	**14**
Assetto dei poteri	**15**
Enel e i mercati finanziari	**16**
Attività di Enel SpA	**19**
Fatti di rilievo del 2019	**20**
Definizione degli indicatori di performance	**22**
Andamento economico-finanziario di Enel SpA	**23**
Risultati delle principali società controllate	**28**
Persone	**32**
Ricerca e sviluppo	**35**
Principali rischi e opportunità	**36**
Prevedibile evoluzione della gestione	**41**
Altre informazioni	**42**
Piano di incentivazione su base azionaria Enel	**44**

2.

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari	**48**

3.

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili **52**

Note di commento **59**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto **147**

4.

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA **150**

Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2019 di Enel SpA **166**

Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria **173**

1. RELAZIONE SULLA GESTIONE

Modello organizzativo di Enel

Il Gruppo Enel ha adottato un modello organizzativo a matrice articolato in:

- quattro Linee di Business Globali, responsabili in tutte le geografie del Gruppo di sviluppare, costruire, operare e manutenere gli asset, svolgere le attività di trading, nonché sviluppare e gestire il portafoglio di nuovi prodotti e servizi (oltre alla commodity);
- quattro Aree e due Paesi, responsabili di gestire le relazioni con i clienti, le istituzioni e le autorità regolatorie, le vendite di elettricità, gas e di nuovi prodotti e servizi a livello Paese; di fornire servizi e attività di staff alle Linee di Business Globali presenti nel Paese di riferimento, integrando le attività delle Linee di Business presenti nei Paesi;
- due Funzioni Globali di Servizio, responsabili della gestione integrata di tutte le attività di Gruppo relative allo sviluppo e alla governance delle soluzioni digitali e agli acquisti;
- sei Funzioni di Holding, focalizzate sulle attività di indirizzo, coordinamento e controllo strategico dell'intero Gruppo.

La Holding è focalizzata sulle attività che presentano un rilevante contenuto di indirizzo, coordinamento e controllo nei confronti del Gruppo.

Tramite le sue Funzioni di Administration, Finance and Control, People and Organization, Communications, Legal and Corporate Affairs, Innovability e Audit, la Holding ha l'obiettivo di:

- gestire le attività che presentano un potenziale di creazione di valore significativo per il Gruppo;
- gestire le attività aventi lo scopo di proteggere il Gruppo da eventi che potrebbero avere un impatto negativo in termini economici, di immagine, di continuità del business;
- supportare il vertice aziendale e le Linee di Business/Funzioni/Aree/Paesi nelle decisioni strategiche chiave in merito alle suddette attività e nel relativo controllo strategico.

La Holding esercita il proprio ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo sostanzialmente attraverso due modalità:

- la gestione diretta: in cui, oltre a svolgere il ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo, ha anche un ruolo di responsabilità totale o prevalente nella esecuzione delle attività (per es., finanza, M&A ecc.);
- la gestione indiretta: in cui ha un ruolo di indirizzo e supervisione, e l'esecuzione delle attività è essenzialmente delegata alle Linee di Business/Funzioni/Aree/Paesi sulla base di policy, processi e linee guida. Il ruolo di supervisione viene garantito attraverso processi di controllo *ex post*.

Inoltre, al fine di assicurare un efficace livello di coordinamento e sviluppo delle suddette attività, è previsto un riporto tra le Funzioni di Holding sopra definite e le corrispondenti Funzioni di staff a livello di Linea di Business/Funzione/Area/Paese. Tale riporto prevede che il Responsabile della Funzione di Holding gestisca congiuntamente al Responsabile della Linea di Business/Funzione/Area/Paese i processi di nomina, valutazione e sviluppo del responsabile della corrispettiva Funzione di Holding a livello di Linea di Business/Funzione/Area/Paese.

Ciascuna Funzione di Holding ha la responsabilità della definizione di policy, processi, procedure e assetto organizzativo, per quanto di propria competenza, per l'intero Gruppo.

Le Funzioni di Holding hanno anche il compito di assicurare e supervisionare la gestione delle famiglie professionali nelle rispettive funzioni a livello Linea di Business/Funzione/Area/Paese.

Di seguito, in sintesi, le principali responsabilità attribuite alla Holding, da quest'ultima esercitate nel rispetto delle norme di diritto societario e dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate e/o sottoposte a regime di separazione funzionale, vigenti nei vari Paesi.

Funzione Administration, Finance and Control

La Funzione Administration, Finance and Control ha la mission di:

- gestire i processi di pianificazione strategica, pianificazione industriale, budgeting e reporting per il Gruppo; monitorare l'evoluzione dei risultati operativi e finanziari del Gruppo, identificando gli scostamenti e suggerendo le possibili azioni correttive;
- supportare il Comitato Investimenti di Gruppo nella valutazione delle proposte di investimento;
- condurre le operazioni M&A;
- definire la struttura ottimale del capitale di Gruppo e la composizione del debito, gestire i finanziamenti, la liquidità e le relazioni con il sistema bancario internazionale, le istituzioni finanziarie, gli investitori e gli analisti, e gestire il rischio finanziario e le coperture assicurative per l'intero Gruppo;

- assicurare la redazione del Bilancio di Enel SpA e definire le linee guida e le policy per la redazione dei bilanci delle società del Gruppo;
- assicurare gli adempimenti fiscali per Enel SpA e la pianificazione fiscale, le linee guida e le policy per il Gruppo;
- monitorare i rischi commodity e finanziari e identificare altri rischi che possano potenzialmente incidere sul valore del Gruppo al fine di minimizzarne l'esposizione e l'impatto.

Funzione People and Organization

La Funzione People and Organization ha la mission di:

- definire i modelli organizzativi in linea con le strategie di Gruppo, guidando i programmi di gestione del cambiamento;
- gestire il budget e il piano pluriennale della Funzione a livello Gruppo, definendo le linee guida e gli obiettivi; definire le linee guida del Gruppo per il processo di compensation e benefit; gestire le relazioni industriali;
- sviluppare le competenze tecniche, professionali e manageriali del Gruppo in funzione delle esigenze del business, promuovendo integrazione trasversale e culturale;
- definire le strategie e le linee guida del Gruppo per la gestione della salute, della sicurezza, dell'ambiente, della qualità e della security, assicurando la loro implementazione a livello Gruppo.

Funzione Communications

La Funzione Communications ha la mission di:

- sviluppare e gestire a livello globale l'identità del marchio Enel, facendo leva sulle risorse, le competenze e le eccellenze operative del Gruppo;
- gestire le relazioni con i media globali;
- sviluppare e gestire la comunicazione interna dei contenuti locali e globali e definire le linee guida da applicare a livello di Paese;
- gestire e ottimizzare i canali di comunicazione on line di Gruppo, compresi i siti web e i social di Gruppo.

Funzione Legal and Corporate Affairs

La Funzione Legal and Corporate Affairs ha la mission di:

- fornire assistenza e supporto legale a tutto il Gruppo, identificando e gestendo le tematiche legali e le attività di contenzioso e assicurando la conformità delle attività svolte dalle società del Gruppo rispetto alla legge e alla regolamentazione applicabile;
- gestire il sistema di corporate governance e fornire consulenza in materia (incluse le relazioni con le autorità di vigilanza del mercato finanziario e la gestione degli organi societari e del sistema delle procure).

Funzione Innovability

La Funzione Innovability ha la mission di:

- promuovere la condivisione e lo sviluppo di nuove idee su possibili modelli di business e nuove tecnologie, garantendo un monitoraggio strutturato sulle proposte dalla loro ricezione all'incubazione dell'idea fino alla sua valorizzazione finale, coordinando le varie Linee di Business Globali e Funzioni di Servizio;
- promuovere e identificare potenziali start up e partnership, in collaborazione con le Linee di Business Globali e i Paesi;
- promuovere, coordinare e supportare progetti innovativi tra le Linee di Business Globali;
- promuovere e consolidare la strategia di Gruppo sull'Innovazione e assicurare un'adeguata reportistica sulle attività di innovazione all'interno del Gruppo;
- definire il Piano di Sostenibilità del Gruppo, fissando obiettivi specifici e monitorando il raggiungimento dei relativi risultati; curare i rapporti del Gruppo con gli organismi internazionali in materia di CSR, gestendo i progetti CSR/CSV a livello di Gruppo.

Funzione Audit

La Funzione Audit ha la mission di:

- valutare sistematicamente e indipendentemente l'efficacia e l'adeguatezza del sistema di controllo interno del Gruppo Enel;
- supportare ciascuna parte del Gruppo nel monitoraggio dei rischi e nell'identificazione di azioni di mitigazione.

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente
Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale
Francesco Starace

Segretario del Consiglio
Silvia Alessandra Fappani

Consiglieri
Alfredo Antoniozzi
Alberto Bianchi
Cesare Calari
Paola Girdinio
Alberto Pera
Anna Chiara Svelto
Angelo Taraborrelli

	2019	2018
Diversità di genere nel Consiglio di Amministrazione (n.)	3	3
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) <30		
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) 30-50		11%
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) >50	100%	89%

COLLEGIO SINDACALE

Presidente
Barbara Tadolini

Sindaci effettivi
Romina Guglielmetti
Claudio Sottoriva

Sindaci supplenti
Maurizio De Filippo
Francesca Di Donato
Piera Vitali

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 5 maggio 2017, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 5 maggio 2017, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Enel e i mercati finanziari

	2019	2018
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,74	1,61
Risultato operativo per azione (euro)	0,68	0,97
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,21	0,47
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,47	0,40
Dividendo unitario (euro) (1)	**0,328**	**0,28**
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,99	3,12
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,21	5,39
Prezzo minimo dell'anno (euro)	5,08	4,24
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,89	4,94
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) (2)	**70.047**	**50.254**
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni) (3)	**10.165**	**10.167**

(1) Dividendo deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.
(3) La variazione è dovuta all'acquisto di n. 1.549.152 azioni proprie del valore nominale di 1 euro.

		Corrente (1)	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE-MIB		16,40%	15,04%	13,86%	11,68%
- su indice Bloomberg World Electric		4,46%	4,21%	3.78%	3,92%
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	POSITIVE	POSITIVE	STABLE	STABLE
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	-	-	-	P2
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	A-	A-	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 28 gennaio 2020.

Il contesto economico mondiale nel 2019 è stato debole, perpetuando il rallentamento già iniziato nella seconda metà del 2018. Le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina (con la conseguente introduzione di nuovi dazi), le tensioni geopolitiche e il persistente clima di incertezza circa l'esito dei negoziati della Brexit, hanno condizionato le scelte di investimento degli operatori economici.

Tra gli altri fattori di maggiore attenzione, il 2019 è stato segnato dall'ulteriore rallentamento dell'economia cinese e dall'inasprimento delle condizioni finanziarie negli Stati Uniti (come conseguenza dell'avvio prematuro del ciclo di normalizzazione dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve - Fed verso la fine del 2018), che ha frenato lo sprint dell'economia americana.

Nell'Eurozona la crescita è stata modesta attestandosi in media allo 0,2% su base trimestrale a partire dal secondo trimestre 2019, principalmente a causa di una domanda esterna in diminuzione e della difficoltà del comparto industriale e manifatturiero.

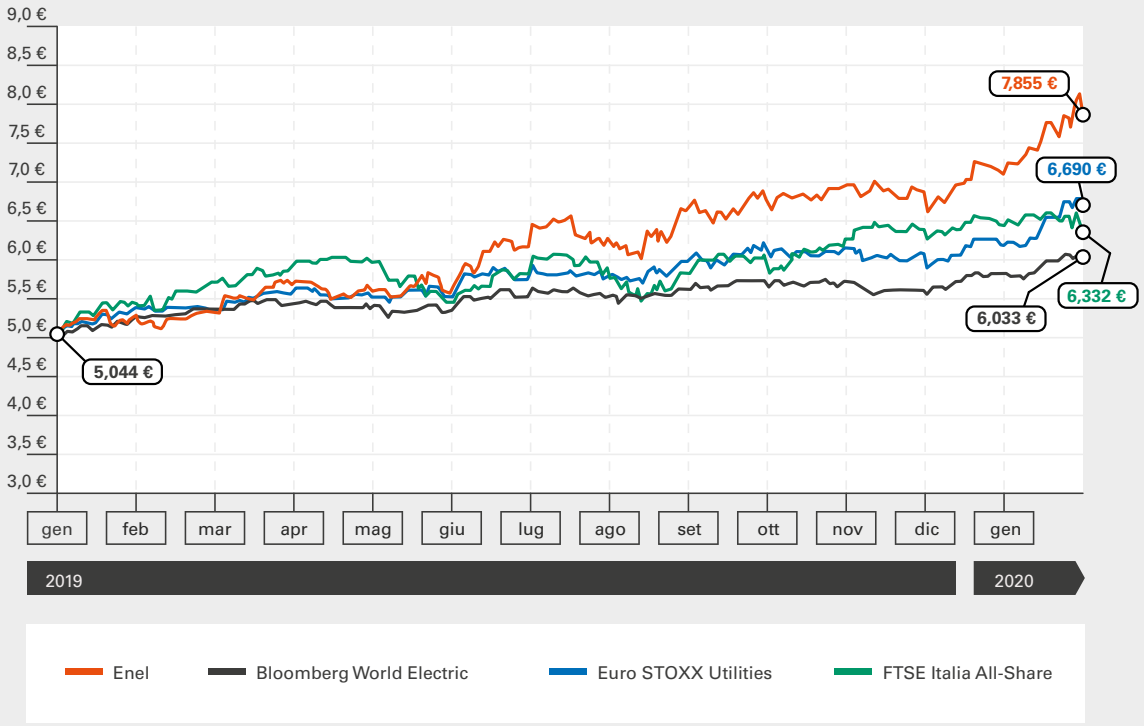
In America Latina il quadro economico è stato debole ma disomogeneo, contrassegnato in generale da forte instabilità politica (ossia, Argentina, Cile, Perù, Bolivia).
La distensione del contesto geopolitico (la tregua raggiunta tra Stati Uniti e Cina con la "fase uno" a inizio 2020 e il rischio scongiurato di uno scenario "Hard Brexit" in seguito alla vittoria schiacciante dei conservatori alle elezioni britanniche), unitamente al miglioramento delle condizioni finanziarie a livello globale (ritorno a una politica monetaria maggiormente espansiva sia nelle economie mature sia nei mercati emergenti), hanno rafforzato a inizio anno un clima di maggiore ottimismo circa le dinamiche di ripresa economica a livello globale. Tuttavia, lo scoppio dell'epidemia dovuta al COVID-19 in Cina e la successiva escalation di nuovi contagi in Italia già nei primi mesi del 2020 hanno radicalmente modificato lo scenario. A oggi si stima un danno economico sensibile ma temporaneo e limitato nella prima metà dell'anno, principalmente per le economie con un forte legame economico con la Cina e per quelle che hanno subito misure cautelative di contenimento della propagazione del virus (con blocco della circolazione delle persone e delle attività). Nei prossimi mesi si avrà sicuramente un quadro più certo di quelle che saranno le conseguenze in ambito economico e le ripercussioni sui mercati finanziari.

Nonostante le incertezze del contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2019 positivamente; l'indice spagnolo Ibex35 +11,8%, l'indice francese CAC40 +26,4% e il DAX30 tedesco +25,5%.
Nello specifico, l'indice italiano FTSE Italia All-Share ha registrato nell'anno una variazione positiva pari al +27,2%.
Il settore delle Utility dell'area euro ha chiuso l'esercizio con un incremento del 22,2%.
Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2019 si è concluso a quota euro 7,072 per azione, con un incremento del 40,2% rispetto all'anno precedente, quasi raddoppiando la performance dell'indice settoriale dell'area euro.
Il 23 gennaio 2019 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,14 euro relativo agli utili 2018 e il 24 luglio 2019 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,14 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2019 è stato pari a 0,28 euro, circa il 18% in più rispetto ai 0,237 euro distribuiti nel 2018.
In relazione all'esercizio 2019, il 22 gennaio 2020 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,16 euro, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 22 luglio 2020.
La prospettiva degli investitori sta cambiando rapidamente: i mutamenti in atto e le sfide che ci presenta il mondo 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 volta a creare valore attraverso la decarbonizzazione e a cogliere le opportunità dell'elettrificazione è stata compresa e apprezzata dagli investitori istituzionali, la cui presenza nel capitale sociale di Enel al 31 dicembre 2019 ha raggiunto il massimo storico del 60,3% (vs. 57,6% al 31 dicembre 2018), mentre la quota degli investitori individuali è scesa al 16,1% (vs. 18,8% al 31 dicembre 2018). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze.
Gli investitori ESG (Environmental, Social & Governance) sono in continuo aumento: gli investitori SRI rappresentano, al 31 dicembre 2019, circa il 10,8% del capitale sociale (vs. 10,5% al 31 dicembre 2018), mentre gli investitori firmatari dei Principles for Responsible Investment rappresentano il 43% del capitale sociale (vs. 39,1% al 31 dicembre 2018).

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (https://www.enel.com/it./investors1) e a scaricare l'app "Enel Investor", 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 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 Bloomberg World Electric, Euro STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share, dal gennaio 2019 al 1° gennaio 2020



Fonte: Bloomberg.

Attività di Enel SpA

Enel SpA, nella propria funzione di holding industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività. Le attività che Enel SpA, nell'ambito della propria funzione di indirizzo e coordinamento, presta nei confronti delle altre società del Gruppo, anche in relazione alla struttura organizzativa adottata dalla Società, possono essere così sintetizzate:

> Attività di Funzioni di Holding, connesse al coordinamento dei processi di governance a livello di Gruppo:
  - Administration, Finance and Control;
  - People and Organization;
  - Communications;
  - Legal and Corporate Affairs;
  - Innovability;
  - Audit.

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Fatti di rilievo del 2019

Emissione del terzo Green Bond

In data 14 gennaio 2019 Enel Finance International NV ha collocato sul mercato europeo il suo terzo Green Bond destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a complessivi 1.000 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza, in data 21 luglio 2025.

Aumento della partecipazione nella controllata cilena Enel Américas SA

Ad aprile 2019 Enel SpA ha incrementato la propria partecipazione al capitale della controllata cilena Enel Américas SA al 56,8% dal 51,8%, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate con un istituto finanziario nell'ottobre 2018 per acquisire fino a un massimo del 5% del capitale di Enel Américas SA.

Aumento di capitale di Enel Américas

Il 30 aprile l'Assemblea straordinaria degli azionisti della controllata cilena Enel Américas SA (Enel Américas) ha approvato un aumento del capitale sociale pari a 3 miliardi di dollari statunitensi. A conclusione dell'operazione Enel ha aumentato la propria partecipazione al capitale di Enel Américas al 57,26% dal precedente 56,8%.

Enel prepara l'aumento della partecipazione in Enel Américas fino a un massimo del 5%

In data 28 giugno 2019 Enel ha stipulato un ulteriore contratto di share swap con un istituto finanziario per acquisire, in date che si prevede ricadano entro il terzo trimestre 2020, ulteriori azioni ordinarie e American Depositary Shares di Enel Américas.

Enel completa il rifinanziamento delle obbligazioni ibride

Enel SpA ha completato il rifinanziamento di parte del portafoglio di obbligazioni non convertibili subordinate ibride tramite un'offerta di scambio volontaria non vincolante per il riacquisto dei Bond Ibridi con scadenza 15 gennaio 2075 e 10 gennaio 2074. Il corrispettivo di tali acquisti è costituito da un incremento fino a 900 milioni di euro della nuova obbligazione ibrida, lanciata il 15 maggio 2019.

Programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2019

In data 19 settembre il Consiglio di Amministrazione della Società, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di

un programma di acquisto di azioni proprie, per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni, equivalenti a circa lo 0,02% del capitale sociale di Enel.

Il programma è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, anch'esso approvato dall'Assemblea del 16 maggio 2019.

Emissione del primo "General Purpose SDG Linked Bond" al mondo

In data 5 settembre Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria "sostenibile" single-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 1,5 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo di circa 1,4 miliardi di euro.

Emissione del primo "General Purpose SDG Linked Bond" sul mercato europeo

In data 10 ottobre 2019 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria "sostenibile" multi-tranche per un totale di 2,5 miliardi di euro destinata a investitori istituzionali, legata al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Si tratta del primo General Purpose SDG Linked Bond lanciato dal Gruppo Enel sul mercato europeo.

Progetto di scissione parziale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA

In data 24 ottobre 2019 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il progetto di scissione parziale di Enel Green Power SpA (EGP) in favore di Enel SpA. La scissione prevede l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel della partecipazione totalitaria detenuta in Enel Green Power North America Inc. e in Enel Green Power North America Development LLC e di un contratto di finanziamento con Enel Finance International NV.

Enel esercita l'opzione di rimborso anticipato sull'obbligazione ibrida subordinata di importo nominale pari a 1.000 milioni di euro emessa nel 2014

In data 5 dicembre Enel SpA ha esercitato l'opzione di rimborso anticipato dell'obbligazione ibrida, non convertibile e subordinata, emessa e quotata il 15 gennaio 2014 sul mercato regolamentato della Borsa d'Irlanda, di importo nominale pari a 1.000 milioni di euro, secondo i termini e le condizioni previsti dal prospetto informativo del 10 gennaio 2014.

Enel prepara l'aumento della propria partecipazione in Enel Chile per un massimo del 3%

Enel SpA ha stipulato due contratti di share swap con un istituto finanziario per aumentare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Chile SA per un massimo del 3% del capitale dall'attuale 61,9%.

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".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- dei "Benefici 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 "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".

Capitale investito lordo: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate.

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica del "Capitale investito lordo" e dei "Fondi rischi e oneri".

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 "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- al netto 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 non correnti.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2019 e 2018 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	104	38	66
Altri ricavi e proventi	10	15	(5)
Totale	**114**	**53**	**61**
Costi			
Acquisti di materiali di consumo	-	1	(1)
Servizi e godimento beni di terzi	150	127	23
Costo del personale	111	109	2
Altri costi operativi	-	39	(39)
Totale	**261**	**276**	**(15)**
Margine operativo lordo	**(147)**	**(223)**	**76**
Ammortamenti e impairment	235	(331)	566
Risultato operativo	**(382)**	**108**	**(490)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	5.548	3.567	1.981
Proventi finanziari	1.276	1.946	(670)
Oneri finanziari	1.700	2.349	(649)
Totale	**5.124**	**3.164**	**1.960**
Risultato prima delle imposte	**4.742**	**3.272**	**1.470**
Imposte	(50)	(184)	134
UTILE DELL'ESERCIZIO	**4.792**	**3.456**	**1.336**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* si riferiscono essenzialmente a prestazioni rese da Enel SpA nell'ambito della sua funzione di indirizzo e coordinamento e al riaddebito di oneri sostenuti dalla stessa e di competenza delle sue controllate. La variazione positiva è riconducibile all'incremento dei ricavi per management fee per 16 milioni di euro, nonché a conguagli effettuati nel 2018 a favore di alcune società controllate.
Gli *altri ricavi e proventi* si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello a raffronto, al riaddebito di costi per personale di Enel SpA in distacco presso altre società del Gruppo.

I costi per prestazioni di *servizi e godimento beni di terzi* riguardano prestazioni ricevute da terzi per 64 milioni di euro e da società del Gruppo per 76 milioni di euro. Le prime sono relative principalmente a spese di comunicazione, prestazioni professionali e tecniche, provvigioni e commissioni, consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, nonché a costi per servizi informatici. Gli oneri relativi a prestazioni rese da società del Gruppo sono invece riferibili essenzialmente a servizi informatici, a servizi manageriali, a canoni di locazione e formazione del personale ricevuti dalla controllata Enel Italia SpA, nonché a costi per personale di alcune società del Gruppo in distacco presso Enel SpA.

Il **margine operativo lordo**, negativo per 147 milioni di euro, registra un miglioramento di 76 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre all'effetto congiunto dell'aumento dei ricavi delle vendite e delle prestazioni e della riduzione dei costi operativi, compensato in parte dall'incremento dei costi dei servizi e godimento beni di terzi.

Gli **ammortamenti e impairment**, pari a 235 milioni di euro nel 2019, si riferiscono essenzialmente alle rettifiche di valore delle partecipazioni detenute nelle società controllate E-Distribuție Banat SA (132 milioni di euro), Enel Russia PJSC (70 milioni di euro), Enel Produzione SpA (9 milioni di euro) ed Enel Global Trading SpA (positiva per 3 milioni di euro).
Nel 2018 la voce accoglieva il ripristino di valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA per 403 milioni di euro e le svalutazioni delle partecipazioni detenute in Enel Investment Holding BV per 15 milioni di euro e in Enel Russia PJSC per 40 milioni di euro.

Pertanto, **il risultato operativo**, negativo per (382) milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2018, presenta una variazione negativa di 490 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 5.548 milioni di euro si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati nel 2019 dalle società controllate e collegate per 5.547 milioni di euro e da altre partecipate per 1 milione di euro.

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 424 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (647 milioni di euro), controbilanciati dagli interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti e non correnti (268 milioni di euro).
L'incremento degli oneri finanziari netti rispetto al precedente esercizio, pari a 21 milioni di euro, è determinato essenzialmente dalla variazione negativa delle differenze positive di cambio (24 milioni di euro) e degli interessi attivi sulle attività finanziarie a breve termine (13 milioni di euro), parzialmente compensata dai proventi finanziari netti da strumenti derivati posti in essere nell'interesse di Enel SpA.

Le **imposte** sul reddito dell'esercizio evidenziano un risultato positivo di (50) milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES rispetto al risultato civilistico ante imposte, dovuta all'esclusione del 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate, e della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 del TUIR).
Rispetto al precedente esercizio la variazione di 134 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla rilevazione nel precedente periodo di partite non ricorrenti, ovvero alla rilevazione del rimborso delle imposte sui redditi (IRPEG e ILOR) per le annualità 1996 e 1997, a seguito di due sentenze favorevoli della Corte di Cassazione, per un importo di 90 milioni di euro.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 4.792 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 3.456 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	77	56	21
- partecipazioni	47.858	45.715	2.143
- altre attività/(passività) non correnti nette	(480)	(472)	(8)
Totale	**47.455**	**45.299**	**2.156**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	255	191	64
- altre attività/(passività) correnti nette	(1.219)	(1.853)	634
- debiti commerciali	(84)	(82)	(2)
Totale	**(1.048)**	**(1.744)**	**696**
Capitale investito lordo	**46.407**	**43.555**	**2.852**
Fondi diversi:			
- benefici ai dipendenti	(216)	(231)	15
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	145	109	36
Totale	**(71)**	**(122)**	**51**
Capitale investito netto	**46.336**	**43.433**	**2.903**
Patrimonio netto	**29.586**	**27.943**	**1.643**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**16.750**	**15.490**	**1.260**

L'incremento delle **attività immobilizzate nette** è riferito essenzialmente:

- per 2.143 milioni di euro all'incremento del valore delle partecipazioni, sulle quali hanno influito sostanzialmente le seguenti operazioni: l'incremento della partecipazione al capitale della società controllata Enel Américas a seguito del regolamento delle operazioni di share swap e della sottoscrizione di azioni di nuova emissione (2.017 milioni di euro); l'apporto in conto capitale a favore della società controllata Enel Holding Finance Srl (178 milioni di euro); la ripatrimonializzazione delle società controllate Enel X Srl (65 milioni di euro), Enel Global Infrastructure and Networks Srl (20 milioni di euro) ed Enel Global Thermal Generation Srl (5 milioni di euro); l'apporto in conto capitale a favore della società a controllo congiunto OpEn Fiber SpA (66 milioni di euro). Hanno inoltre influito le rettifiche di valore delle partecipazioni detenute in E-Distribuție Banat SA, Enel Russia PJSC, Enel Produzione SpA ed Enel Global Trading SpA;
- per 21 milioni di euro alla movimentazione delle attività materiali e immateriali conseguente agli investimenti (complessivamente pari a 42 milioni di euro), agli ammortamenti dell'esercizio (pari a 24 milioni di euro) e agli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 al 1° gennaio 2019 (3 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** registra un decremento di 696 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. La variazione è riferibile:

- per 634 milioni di euro al decremento delle "altre passività correnti nette" come conseguenza principalmente dell'aumento dei crediti verso le società del Gruppo per dividendi da incassare per 558 milioni di euro;
- per 64 milioni di euro all'incremento dei crediti commerciali, principalmente verso le società del Gruppo per i servizi di indirizzo e coordinamento svolti da Enel SpA.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2019 è pari a 46.336 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 29.586 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 16.750 milioni di euro.

Il **patrimonio netto**, pari a 29.586, presenta un incremento di 1.643 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è principalmente riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2019 (pari a 4.702 milioni di euro), alla distribuzione del saldo dividendo dell'esercizio 2018 (complessivamente pari a 1.423 milioni di euro) e dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 (complessivamente pari a 1.627 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 16.750 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 56,6% (55,4% a fine 2018).

Analisi della struttura finanziaria

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	402	1.048	(646)
- obbligazioni	7.707	8.208	(501)
- altri finanziamenti da contratti di leasing	1	-	1
- finanziamenti ricevuti da società controllate	6.096	4.141	1.955
Indebitamento a lungo termine	*14.206*	*13.397*	*809*
Crediti finanziari verso terzi	(194)	(128)	(66)
Indebitamento netto a lungo temine	**14.012**	**13.269**	**743**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	1.102	806	296
- indebitamento a breve verso banche	130	45	85
- cash collateral ricevuti	403	240	163
Indebitamento a breve termine	*1.635*	*1.091*	*544*
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(1)	(1)	-
- altri crediti finanziari a breve	(3)	(12)	9
- cash collateral versati	(1.286)	(1.253)	(33)
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	6.546	4.403	2.143
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(4.153)	(2.007)	(2.146)
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**2.738**	**2.221**	**517**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**16.750**	**15.490**	**1.260**

L'indebitamento finanziario netto registra un incremento di 1.260 milioni di euro, come risultato di una maggiore esposizione debitoria netta a lungo termine per 743 milioni di euro e di un maggiore indebitamento finanziario netto a breve termine per 517 milioni di euro.

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2019 che hanno avuto un impatto sull'indebitamento finanziario sono state:

- il rimborso anticipato di un finanziamento bancario di 500 milioni di euro;
- il rimborso a scadenza del prestito obbligazionario "Serie speciale riservata al personale" per nominali 1.033 milioni di euro e obbligazioni detenute in portafoglio per 898 milioni di euro, con un decremento netto di 135 milioni di euro;
- il rimborso di un prestito obbligazionario, giunto a scadenza, per nominali 550 milioni di sterline (controvalore di 615 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- il rimborso di due tranche dei prestiti obbligazionari Ina e Ania per complessivi 56 milioni di euro;
- l'operazione di Exchange Offer su due prestiti ibridi in scadenza 2074-2075 (per complessivi 556 milioni di euro) tramite l'incremento fino a 900 milioni di euro del bond ibrido emesso nello scorso maggio;
- l'incremento dei finanziamenti a lungo termine ricevuti da società controllate, dovuto a un Loan Agreement tra Enel SpA ed Enel Finance International NV, siglato nel mese di giugno 2019 e pari a 2.000 milioni di euro.

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 4.153 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2018, un incremento di 2.146 milioni di euro, compensato dalla variazione della posizione finanziaria netta verso le Società del Gruppo, connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel SpA.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**2.007**	**2.489**	**(482)**
Cash flow da attività operativa	3.995	3.449	546
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.399)	(2.587)	188
Cash flow da attività di finanziamento	550	(1.344)	1.894
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**4.153**	**2.007**	**2.146**

Nel corso dell'esercizio 2019 il cash flow da attività di finanziamento ha generato liquidità per 550 milioni di euro. Tale risultato risente principalmente delle nuove emissioni dei finanziamenti a lungo termine (3.844 milioni di euro), parzialmente compensate dai rimborsi effettuati nel periodo (2.814 milioni di euro) e dalla variazione netta positiva dei debiti finanziari a breve e a lungo termine (2.375 milioni di euro), parzialmente compensata dal pagamento dei dividendi dell'esercizio 2018 (2.845 milioni di euro).

Il cash flow da attività di investimento ha assorbito liquidità per 2.399 milioni di euro ed è stato essenzialmente generato dall'aumento della partecipazione nel capitale della controllata cilena Enel Américas SA a seguito del regolamento di due operazioni di share swap (443 milioni di euro) e della sottoscrizione di azioni di nuova emissione per un impegno complessivo di 1.574 milioni di euro, oltre che da altre operazioni sulle società controllate come meglio dettagliato nella nota 13 "Partecipazioni".

Il cash flow generato dall'attività operativa riflette essenzialmente l'incasso dei dividendi dalle società partecipate (5.013 milioni di euro), parzialmente compensato dal pagamento dell'imposta IRES effettuato per tutte le società del Gruppo rientranti nel consolidato fiscale nazionale, e ha contribuito, unitamente al cash flow generato dall'attività di finanziamento, a fronteggiare il fabbisogno derivante dall'attività di investimento e a incrementare le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, che al 31 dicembre 2019 si attestano a 4.153 milioni di euro.

Risultati delle principali società controllate

Milioni di euro	Bilancio	Ricavi		Costi		Margine operativo lordo	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Enel Produzione SpA	Separato	5.743	5.410	5.083	4.768	660	642
e-distribuzione SpA	Separato	7.661	7.690	3.751	4.011	3.910	3.679
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Separato	7.790	8.601	7.395	8.180	395	421
Enel Global Trading SpA	Separato	24.944	18.450	24.966	18.513	(22)	(62)
Enel Green Power SpA	Separato	1.205	1.271	803	754	402	517
Enel X Srl	Separato	67	64	98	81	(31)	(17)
Enel Investment Holding BV	Separato	2	754	3	4	(1)	750
Enelpower SpA	Separato	-	1	1	3	(1)	(2)
Enel Global Thermal Generation Srl	Separato	36	32	40	36	(4)	(4)
Enel Energia SpA	Separato	14.047	13.023	12.127	11.214	1.920	1.809
Enel Iberia SLU	Separato	27	25	26	33	1	(8)
Endesa SA	Consolidato	20.158	20.195	16.317	16.568	3.841	3.627
Enel Italia SpA	Separato	1.396	1.422	1.222	1.311	174	111
Enel Innovation Hubs Srl	Separato	5	4	5	2	-	3
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Separato	62	61	80	62	(18)	(1)
Enel Finance International NV	Separato	-	-	3	3	(3)	(3)
Enel Holding Finance Srl	Separato	-	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	Consolidato	12.787	11.000	9.219	8.156	3.568	2.843
Enel Chile SA	Consolidato	3	3	2	2	1	1
E-Distribuție Banat SA	Separato	110	111	105	93	129	119
E-Distribuție Dobrogea SA	Separato	99	100	93	79	114	99
E-Distribuție Muntenia SA	Separato	183	179	179	167	228	218
Enel Energie Muntenia SA	Separato	585	536	592	534	608	541
Enel Energie SA	Separato	572	514	573	515	589	524
Enel Romania SA	Separato	16	12	15	12	16	12
Enel Russia PJSC	Consolidato	13	13	12	11	-	-
Enel Insurance NV	Separato	119	119	116	111	3	8

Risultato operativo		Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni		Risultato *ante* imposte		Risultato netto	
al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
(961)	521	(143)	184	(1.104)	704	(786)	613
2.630	2.504	(391)	(384)	2.239	2.120	1.586	1.507
184	163	(15)	(19)	169	144	116	75
(30)	(73)	1	-	(66)	(87)	(46)	(73)
82	190	(45)	(27)	37	163	46	237
(41)	(27)	10	-	(31)	(27)	(28)	(23)
(1)	750	-	45	(1)	795	(1)	794
(1)	(2)	-	-	(1)	(2)	(1)	(2)
(5)	(5)	-	-	(5)	(5)	(5)	(4)
1.426	1.214	(47)	(41)	1.379	1.173	1.027	801
1	(10)	865	812	866	802	1.036	956
388	1.919	(169)	(104)	230	1.818	180	1.426
25	31	(4)	(3)	21	28	3	15
-	2	-	-	-	2	-	1
(19)	(1)	-	-	(19)	(1)	(18)	(1)
(3)	(3)	152	160	149	157	80	99
-	-	-	-	-	-	-	-
2.473	2.062	(337)	(280)	2.149	1.783	1.938	1.412
1	1	-	-	-	1	-	1
5	18	5	5	10	24	7	18
6	20	2	1	8	22	5	18
4	12	8	8	12	21	10	16
(8)	1	(2)	3	(10)	4	(10)	3
(2)	(1)	1	2	(1)	-	(3)	(1)
1	-	(1)	-	-	-	-	-
-	2	-	-	-	2	-	1
4	8	6	4	10	12	8	9

Milioni di euro	Bilancio	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attività	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Enel Produzione SpA	Separato	7.030	7.659	1.544	2.457	8.574	10.116
e-distribuzione SpA	Separato	19.201	18.486	5.132	5.381	24.333	23.867
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Separato	178	157	2.863	3.219	3.041	3.376
Enel Global Trading SpA	Separato	185	357	7.827	8.228	8.012	8.585
Enel Green Power SpA	Separato	12.271	11.301	1.327	1.490	13.598	12.791
Enel X Srl	Separato	665	537	88	67	753	604
Enel Investment Holding BV	Separato	1	2	7	9	8	11
Enelpower SpA	Separato	3	3	39	39	41	42
Enel Global Thermal Generation Srl	Separato	9	10	51	33	60	43
Enel Energia SpA	Separato	825	733	3.971	4.546	4.796	5.279
Enel Iberia SLU	Separato	20.579	20.680	1.455	1.325	22.035	22.005
Endesa SA	Consolidato	25.881	26.001	6.100	5.655	31.981	31.656
Enel Italia SpA	Separato	771	621	885	701	1.656	1.322
Enel Innovation Hubs Srl	Separato	-	-	24	24	24	24
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Separato	10	9	77	57	87	66
Enel Finance International NV	Separato	25.327	19.105	11.972	15.235	37.299	34.340
Enel Holding Finance Srl	Separato	1.974	1.798	2	-	1.976	1.798
Enel Américas SA	Consolidato	20.654	18.343	5.860	5.573	26.514	23.915
Enel Chile SA	Consolidato	8	8	1	1	9	9
E-Distribuție Banat SA	Separato	356	342	300	314	656	656
E-Distribuție Dobrogea SA	Separato	340	329	148	159	488	488
E-Distribuție Muntenia SA	Separato	885	862	581	613	1.467	1.475
Enel Energie Muntenia SA	Separato	76	73	224	184	300	257
Enel Energie SA	Separato	22	21	202	198	224	220
Enel Romania SA	Separato	14	1	18	20	32	21
Enel Russia PJSC	Consolidato	10	12	5	3	15	14
Enel Insurance NV	Separato	516	506	353	383	869	889

Passività non correnti		Passività correnti		Patrimonio netto		Totale patrimonio netto e passività	
al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
1.399	2.693	3.902	3.105	3.274	4.318	8.574	10.116
12.669	12.809	6.962	6.401	4.702	4.657	24.333	23.867
87	110	2.760	3.114	194	152	3.041	3.376
154	207	7.288	8.074	570	304	8.012	8.585
4.495	3.538	3.034	3.117	6.069	6.136	13.598	12.791
4	3	222	113	525	488	753	604
-	-	-	2	8	9	8	11
5	5	9	9	27	28	41	42
6	5	47	31	7	7	60	43
111	131	3.299	3.081	1.386	2.067	4.796	5.279
4.110	64	1.217	5.023	16.708	16.918	22.035	22.005
15.679	14.781	8.465	7.694	7.837	9.181	31.981	31.656
422	189	798	684	436	449	1.656	1.322
-	-	2	2	22	22	24	24
14	10	62	47	11	9	87	66
30.975	26.624	4.454	5.971	1.870	1.745	37.299	34.340
-	-	-	-	1.976	1.798	1.976	1.798
9.612	7.781	5.998	8.425	10.904	7.710	26.514	23.915
4	3	1	2	4	5	9	9
124	115	57	61	475	480	656	656
122	116	45	47	321	325	488	488
318	292	139	157	1.010	1.026	1.467	1.475
12	11	146	94	141	152	300	257
4	3	127	119	93	98	224	220
12	-	17	18	3	3	32	21
4	3	3	3	8	7	15	14
300	344	296	287	273	258	869	889

Persone

Il personale di Enel SpA al 31 dicembre 2019 è pari a 751 persone. Il saldo tra assunzioni e cessazioni a fine anno mostra un segno negativo, con 16 persone in meno.
Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2019.

N.	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2019	2018	2019-2018	**al 31.12.2019**
Manager	146	148	(2)	144
Middle manager	345	354	(9)	367
White collar	250	270	(20)	240
Totale	**741**	**772**	**(31)**	**751**

La tabella seguente evidenzia la variazione delle consistenze nel corso del periodo.

Consistenza al 31.12.2018	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità in entrata	Mobilità in uscita	**Consistenza al 31.12.2019**
767	19	16	110	129	751

La transizione energetica apre nuovi scenari per il Gruppo, per il business ma soprattutto per le persone che lavorano in azienda. In tale contesto Enel ha avviato specifici programmi di upskilling e reskilling. I primi si focalizzano sullo sviluppo di competenze professionali esistenti, aggiungendo nuove skill dettate dalla tecnologia e da processi innovativi. Il reskilling, invece, punta a creare nuovi profili lavorativi, sostituendo competenze che stanno diventando obsolete o non più richieste, e a permettere alle persone di occuparsi di nuove attività. I processi di selezione, assunzione e mobilità interna svolgono quindi un ruolo chiave, così come le partnership con le università.

Formazione

Enel sta andando oltre il concetto tradizionale di formazione, stimolando la capacità del singolo a intraprendere un percorso di apprendimento secondo le sue specifiche esigenze, passioni e attitudini. Nel 2019 sono state erogate più di 2,6 milioni di ore di formazione che hanno riguardato: training manageriale, tecnico, comportamentale, linguistico, in materia di salute e sicurezza, competenze e cultura digitale. Enel si è anche data l'obiettivo di coinvolgere in training su digital skill il 100% della popolazione aziendale entro il 2022; a oggi siamo al 46% delle persone coinvolte.
Il processo di valutazione delle performance quantitative e qualitative nel 2019 ha visto coinvolto il personale del Gruppo a differenti livelli in un processo fluido di scambio e di confronto. In particolare, nel 2019 è stato coinvolto il 100% delle persone eleggibili e raggiungibili [(1)], di cui è stato valutato il 99%.
La valutazione quantitativa è invece stata effettuata per la popolazione con remunerazione variabile, che ha previsto l'assegnazione di specifici obiettivi. Un elemento di ascolto importante all'interno dell'azienda è l'indagine di clima, che permette di raccogliere aree di miglioramento su tre temi chiave – Benessere, Coinvolgimento e Sicurezza – e suggerimenti su temi e aspetti della vita lavorativa. A valle dell'indagine fatta nel 2018 sono in corso di implementazione i piani di azione individuati.
L'impegno di Enel su diversità e inclusione è un percorso iniziato nel 2013 con l'emissione della Policy Diritti Umani, cui è seguita nel 2015 la Policy globale Diversità e Inclusione. Nel 2019 è stata inoltre pubblicata la Global Workplace Harassment Policy che affronta il tema delle molestie sessuali e non, esplicitando il principio del rispetto dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro. L'approccio di Enel si

(1) Eleggibili e raggiungibili: coloro che hanno un contratto a tempo indeterminato e che sono risultati in forza e attivi per almeno tre mesi durante l'anno 2019.

fonda sui princípi fondamentali, enunciati nella Policy globale Diversità e Inclusione, di non discriminazione, pari opportunità e uguale dignità per tutte le forme di diversità, inclusione e bilanciamento tra vita privata e vita professionale. L'applicazione della policy ha permesso di sviluppare progetti globali e locali di valorizzazione delle diversità di genere, età, nazionalità e disabilità, e di diffondere la cultura dell'inclusione a tutti i livelli e contesti organizzativi. L'impatto della policy viene monitorato periodicamente su un dettagliato set di indicatori interni associati alle diverse azioni e dimensioni. In particolare, Enel si è data un obiettivo pubblico di assicurare un'equa rappresentanza dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione e recruiting (circa 50% al 2021). Nel 2019 è stata raggiunta, in linea con la traiettoria definita, la presenza del 42% di donne nei processi di selezione, in crescita rispetto all'anno precedente (39% al 2018).

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 a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza ovunque nel mondo al fine di garantire un ambiente di lavoro sano. Qualità e sicurezza sono un binomio imprescindibile. Ciascuno è responsabile della propria salute e sicurezza così come di quella delle persone con cui interagisce e, come previsto nella "Stop Work Policy" di Enel, è tenuto a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro. L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, la segnalazione e l'analisi dei mancati infortuni, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, i controlli sulla qualità, la condivisione delle esperienze nel Gruppo e il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel.
Nel 2019 è stato avviato il progetto SHE 2.019, che prosegue le attività di SHE 365, e coinvolge sia le persone del Gruppo sia i fornitori con iniziative riguardanti la sicurezza, la salute e l'ambiente. Nel corso dell'ultimo anno questo impegno, concreto e operativo, si è spinto sempre più verso il business del Gruppo, rafforzando le linee di lavoro lungo tre direttrici principali:

- la Commitment Chain focalizzata sulla prevenzione degli infortuni più gravi, oltre che fatali;
- la Inter Business Lines Integration per rafforzare la sinergia delle azioni delle singole Linee di Business con i Paesi e le Regioni;
- il Contractors' Engagement per migliorare gli standard di sicurezza delle imprese che lavorano con Enel.

La sicurezza è integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come il Supplier Performance Management (SPM). Nel corso del 2019 è stato predisposto il documento HSE Terms, allegato a tutti i contratti, e 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", verifiche specifiche 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 2019 sono stati realizzati complessivamente 746 "Contractor Assessment".

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; è stata introdotta anche un'applicazione per smartphone con le indicazioni delle informazioni di viaggio, una linea guida sulle vaccinazioni ed è stata stipulata una nuova polizza di assicurazione globale per tutti i colleghi che viaggiano all'estero. 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. Inoltre, 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.
Diverse sono state le campagne di comunicazione sulla salute e sulla sicurezza realizzate nel corso dell'anno su aree di specifica attenzione per l'azienda e sono state erogate circa 692.000 ore di formazione, Nel 2019 sono inoltre proseguiti i progetti di innovazione sulla sicurezza e ne sono stati lanciati di nuovi che hanno riguardato le misure di prevenzione e protezione, l'esecuzione e analisi di controlli correttivi, nonché la formazione del personale.

Relazioni responsabili con le comunità

Il settore energetico sta attraversando una profonda trasformazione e la sempre crescente l'attenzione ai fattori sociali e ambientali, unita a un approccio inclusivo, permettono di creare valore nel lungo termine per l'azienda e per le comunità in cui opera. 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. Un'ulteriore evoluzione è costituita dalla estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, contribuendo a costruire città sempre più sostenibili facendo leva sull'accesso alle nuove tecnologie.
Enel si impegna a rispettare i diritti delle comunità e a contribuire al loro progresso economico e sociale, interfacciandosi quotidianamente con una molteplicità di stakeholder. Nel 2019 Enel, con circa 1.800 progetti e oltre 4 milioni di beneficiari [(2)], nei diversi Paesi in cui è presente ha contributo alla realizzazione di ecosistemi per assicurare l'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali e a contrastare la povertà energetica (SDG 7), raggiungendo 7,9 milioni di beneficiari al 2019 (con un target al 2030 di 10 milioni di beneficiari); ha favorito lo sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) raggiungendo 2,1 milioni di beneficiari nel 2019 (con un target al 2030 di 8,0 milioni di beneficiari) e promosso un'educazione di qualità (SDG 4) raggiungendo 1,3 milioni di beneficiari al 2019 (con un target 2,5 milioni di beneficiari al 2030) ha contributo alla realizzazione di ecosistemi per assicurare l'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali e a contrastare la povertà energetica (SDG 7), ha favorito lo sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) e promosso un'educazione di qualità (SDG 4). Ciò anche grazie alle oltre 800 partnership con organizzazioni locali, imprese sociali, università, associazioni internazionali e organizzazioni non governative nei diversi Paesi.

(2) 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).

Ricerca e sviluppo

Enel SpA non svolge direttamente attività di ricerca e sviluppo in quanto, nell'ambito del Gruppo, tale attività viene svolta da alcune società controllate e collegate.

Innovazione e digitalizzazione sono per Enel elementi chiave della sua 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.

Enel opera attraverso un modello di Open Innovability, un ecosistema basato sulla condivisione che permette di connettere le aree dell'azienda con start up, 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 Hubs. L'azienda ha all'attivo numerosi accordi di partnership di innovazione che, oltre ai campi d'azione tradizionali di Enel come le rinnovabili e la generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'emobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'industrial Internet of Things (IoT). Durante il 2019, Enel ha aperto un nuovo Hub a Boston, consolidando la propria presenza nei migliori ecosistemi di innovazione nel mondo con 7 Innovation Hub (Silicon Valley, Boston, Tel Aviv, Madrid, Mosca, Santiago del Cile, Rio de Janeiro) e 3 Innovation Hub & Lab (Catania, Pisa e Milano). Grazie alla presenza negli ecosistemi di innovazione e all'organizzazione di bootcamp, attività di scouting dedicate a specifiche tecnologie di interesse del Gruppo, durante il 2019 Enel è entrata in contatto con circa 2.500 start up. La piattaforma on line di crowdsourcing Openinnovability.com di Enel è il luogo digitale dove le idee di progetto sono protagoniste delle challenge lanciate sul sito attraverso le "call". Proseguono inoltre 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 2019 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, stampa 3D, intelligenza artificiale, "wearables" (dispositivi indossabili), robotica e green hydrogen sono gli ambiti e le tecnologie affrontate nell'ambito di tali comunità. Negli ultimi anni 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. Infine, nel 2019 è nata una comunità che ha come obiettivo l'applicazione di Green Hydrogen prodotto per elettrolisi e alimentato da energia elettrica rinnovabile, ritenendolo l'unico modo per produrre idrogeno sostenibile nel lungo periodo, caratterizzato da zero emissioni di gas serra e alimentato da fonti rinnovabili. Al 2019 sono stati investiti più di 84 milioni di euro in innovazione tecnologica.

Principali rischi e opportunità

Enel SpA, nella propria funzione di holding industriale, è esposta nella sostanza ai medesimi rischi connessi al business del Gruppo, nonché a quelli più specifici di carattere finanziario correlati alla funzione di tesoreria centrale svolta per il Gruppo.

Per contenere l'esposizione a tali rischi Enel svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi che sono di seguito descritte.

Rischi strategici legati al mercato e al contesto 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 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 e, 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 potersi affacciare su nuovi business.

Il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del contesto competitivo e di mercato, al fine di orientare al meglio le linee guida di sviluppo strategico.

Rischi regolatori

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.

A fronte dei rischi che possono derivare da fattori regolatori, 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 regolatorio.

Rischio Paese

Il Gruppo mantiene una forte presenza internazionale, con circa il 50% dei ricavi generati all'estero e in diverse valute di riferimento. I flussi di cassa e gli asset aziendali sono pertanto esposti oltre che alla variazione del contesto macroeconomico e finanziario globale a fattori di rischio idiosincratico, quali: volatilità dei cambi e mutamento delle condizioni economiche, politiche, sociali e finanziarie nei vari Paesi di presenza.

Rischi globali relativi a eventuali pandemie o crisi che possano influenzare la continuità di approvvigionamento di materiali o materie prime, alle migrazioni e alle attività produttive dei singoli Paesi sono parimenti considerati dati gli impatti strettamente legati alle matrici economiche, sociali e anche energetiche dei singoli Paesi.

Rischi di natura finanziaria

Nell'esercizio della sua attività la Società è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato. Essi includono il rischio di tasso di cambio, il rischio di tasso di interesse, il rischio di credito e il rischio di liquidità.

Enel ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di specifici comitati interni cui spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché la definizione e l'applicazione di specifiche policy, che definiscono 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, per ogni rischio, perio-

dicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema di limiti costituisce un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.
Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 32 "Risk management" del Bilancio di esercizio.

Rischio di tasso di cambio

In ragione della diversificazione geografica e dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito, la Società è esposta 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.
L'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva dai flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni e dalle attività e passività finanziarie.
La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni alle quali la Società è esposta.
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.

Rischio di tasso di interesse

La Società è esposta 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 e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati 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 struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Rischio di credito

La Società è esposta al rischio di credito inteso come l'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 di incasso.
L'esposizione al rischio di credito è riconducibile sostanzialmente alle attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari.
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.
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.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, o che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli 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 di Enel.
Nel corso del 2019 il profilo di rischio di Enel attribuito da Fitch è stato rivisto in positivo portando il rating da "BBB+" ad "A-". Inoltre, nel 2019 Moody's ha migliorato l'outlook sul rating di Enel da stabile a positivo. 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.
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.

Rischi legati al capitale umano

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 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.

Rischi legati alla tecnologia digitale

Attacchi cibernetici

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, risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo. Nel caso di Enel, 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
Enel 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, Enel 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.

Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Enel sta effettuando una completa trasformazione digitale della gestione dell'intera catena del valore dell'energia, sviluppando nuovi modelli di business e digitalizzando i suoi processi aziendali. Una conseguenza di tale trasformazione digitale è che Enel è via via sempre più esposta a rischi legati al funzionamento dei sistemi IT (Information Technology) implementati

in tutta l'azienda, che potrebbero condurre 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, responsabile di guidare la trasformazione digitale di Enel; 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 implementazione 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, al fine di guidare con successo la trasformazione digitale e minimizzare i rischi associati.

Rischi connessi alla protezione dei dati personali

La raccolta ed elaborazione dei dati personali rappresenta una delle più grandi sfide dell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati. Enel ha raccolto tale sfida accelerando i processi di trasformazione digitale, mentre attraversa una importante fase di crescita a livello globale per numero di clienti e aree geografiche. Ciò implica una naturale esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali, anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy, la cui inadeguata attuazione può causare perdite economiche o finanziarie e danni reputazionali.
Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato una struttura tesa a garantire che la protezione dei dati personali, riferibili a tutte le persone fisiche con le quali interagisce, sia pienamente rispettata. Ciò grazie alla nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali (RPD), figure che si occupano di supportare le aree di business nell'adozione di un approccio di "privacy by design", tale da rendere la protezione dei dati personali un elemento fondamentale nella progettazione di qualsiasi iniziativa o processo aziendale.

Rischi di natura ambientale

Nell'ultimo anno, in linea con una tendenza ormai consolidata, si è registrata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti ambientali e sfruttano risorse naturali scarse (tra cui molte materie prime ma anche l'acqua).
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 sempre più 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 e discriminante 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, in tutte le divisioni del 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.
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.
Con particolare riferimento al rischio di scarsità idrica, esso 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.
Infine, 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.

Rischi e opportunità legati al cambiamento climatico

I rischi fisici derivanti dal cambiamento climatico si possono classificare come fenomeni acuti (ovvero eventi estremi) e cronici: i primi sono legati al verificarsi di condizioni meteoclimatiche di estrema intensità, i secondi a cambiamenti graduali ma strutturali nelle condizioni climatiche.

Gli eventi estremi potrebbero causare indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, costi di ripristino, disagi per i clienti ecc. Il mutamento cronico delle condizioni climatiche potrebbe esporre, invece, il Gruppo ad altri rischi o opportunità (in funzione della dislocazione geografica) di tipo fisico: per esempio, variazioni strutturali di piovosità o ventosità potrebbero impattare il business in termini di produzione e variazioni strutturali di temperatura potrebbero influire sulla domanda elettrica.

Con riferimento al processo di transizione energetica verso un modello più sostenibile e caratterizzato da una progressiva riduzione delle emissioni di CO_2 ed elettrificazione, coerentemente con la strategia aziendale tesa alla carbon neutrality entro il 2050, esistono rischi ma soprattutto opportunità sia legati al mutamento del contesto regolatorio e normativo, sia connessi ai trend di sviluppo tecnologico, di elettrificazione e ai conseguenti sviluppi di mercato con potenziali effetti anche sui prezzi delle commodity e dell'energia.

Enel si impegna per un miglioramento continuo in termini di impatto ambientale. Ha migliorato costantemente i propri obiettivi di riduzione delle emissioni, certificando con la Science Based Targets initiative nel 2019 un obiettivo al 2030 pari a 125 gCO_2/kWh verso una "generazione a zero emissioni" al 2050. La strategia aziendale ha nella decarbonizzazione e nell'elettrificazione dei consumi due pilastri fondamentali: considerando anche gli enabler di piattaforme ed ecosistemi digitali e di infrastrutture abilitanti la transizione energetica, il Gruppo dedica circa il 95% di investimenti totali previsti per il periodo 2020-2022 a contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico. Le azioni strategiche del Gruppo consentono di mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relative alle variabili di transizione. Inoltre, Enel è presente nell'intera catena del valore dell'elettricità e ha un portafoglio di attività diversificato, sia in termini di tecnologie di generazione sia in termini di aree geografiche e mercati in cui opera, mitigando i rischi connessi ai cambiamenti climatici e le relative implicazioni in termini di impatti economici e finanziari.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Piano Strategico 2020-2022, presentato a novembre 2019, si focalizza su un modello di business sostenibile e pienamente integrato, che il Gruppo ha adottato sin dal 2015, in grado di cogliere le opportunità derivanti dalla transizione energetica e legate a trend globali che stanno cambiando il settore energetico: decarbonizzazione ed elettrificazione. La digitalizzazione delle reti e l'adozione di piattaforme per tutte le attività relative ai clienti saranno fattori abilitanti della strategia del Gruppo che mira ad accelerare lo sviluppo delle rinnovabili a compensazione di una riduzione della generazione da fonti termiche. In particolare, il Piano di investimenti 2020-2022 sarà così ripartito:

- gli investimenti in decarbonizzazione ammonteranno a circa 14,4 miliardi di euro (il 50% del Capex totale) e saranno finalizzati allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e alla graduale sostituzione degli asset a generazione convenzionale. Il contributo alla crescita dell'EBITDA derivante dalla decarbonizzazione sarà pari a 1,4 miliardi di euro nell'arco di piano. Si prevede che la capacità rinnovabile sul totale raggiunga il 60% in tre anni, guidando l'aumento della redditività del parco impianti e aumentando la produzione a zero emissioni di CO_2 fino al 68% nel 2022. La netta accelerazione della crescita in rinnovabili supporterà il Gruppo nell'obiettivo di raggiungere la totale decarbonizzazione del mix di generazione entro il 2050;
- circa 1,2 miliardi di euro di investimenti saranno dedicati all'elettrificazione dei consumi, facendo leva sulla crescita e la diversificazione della base clienti retail e sulle efficienze collegate al trasferimento delle attività su piattaforma. Il contributo atteso di tali investimenti alla crescita dell'EBITDA di Gruppo ammonta a 0,4 miliardi di euro;
- circa 13 miliardi di euro saranno investiti nei fattori abilitanti della transizione energetica, infrastrutture ed ecosistemi e piattaforme, per migliorare la qualità e la resilienza delle reti attraverso la digitalizzazione e creando servizi e infrastrutture a sostegno della decarbonizzazione e dell'elettrificazione. Il contributo atteso alla crescita dell'EBITDA è di circa 1,1 miliardi di euro.

In totale si prevede che il Gruppo investa 28,7 miliardi di euro nell'arco di piano che porteranno a un EBITDA atteso di 20,1 miliardi di euro nel 2022. Oltre il 90% degli investimenti agirà direttamente su tre SDG principali: SDG 7 (Energia Pulita e Accessibile), SDG 9 (Imprese, Innovazione e Infrastrutture) e SDG 11 (Città e Comunità Sostenibili), contribuendo, dunque, all'SDG 13 relativo al cambiamento climatico.

Con riferimento alla politica di dividendi, Enel continuerà a corrispondere, lungo l'arco di piano, il più elevato tra un dividendo del 70% sull'utile netto ordinario consolidato e un dividendo per azione minimo garantito, con un tasso annuo di crescita composto dell'8,4% del DPS implicito e del 7,7% del DPS minimo.

Nel 2020 sono previsti:

- l'accelerazione degli investimenti, a supporto della crescita industriale e finalizzati a guidare la decarbonizzazione, nelle energie rinnovabili, in particolare in America Latina e Nord America;
- ulteriori progressi nella digitalizzazione delle reti di distribuzione, prevalentemente in Italia e America Latina, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, e al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di piattaforme globali di business.

I progressi raggiunti per ciascuno dei fattori abilitanti e dei princípi fondamentali del Piano Strategico ci consentono di confermare gli obiettivi economico-finanziari per il 2020. Inoltre, sulla base degli elementi chiave sopra esposti, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2020-2022 del Gruppo.

Obiettivi finanziari					
	2019	2020	2021	2022	CAGR (%) 2019-2022
EBITDA ordinario (€mld)	17,9	18,6	19,4	20,1	+3,9%
Utile netto ordinario (€mld)	4,8	5,4	5,8	6,1	+8,3%
Pay-out ratio	70%	70%	70%	70%	-
DPS implicito (€/azione)	0,328	0,37	0,40	0,42	+8,6%
Dividendo minimo per azione (€)	0,32	0,35	0,37	0,40	+7,7%

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 2019 – vale a dire al 19 marzo 2020 – 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 32 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 2018;
- 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) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 4) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 5) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 7) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas); 8) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 9) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 10) Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (società fusa per incorporazione in Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA in data 6 novembre 2019); 11) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 12) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 13) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 14) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Green Power); 15) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 16) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 17) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 18) Enel Green Power Chile Ltda (società cilena del perimetro Enel Chile); 19) Enel Green Power del Sur SpA (società cilena del perimetro Enel Chile); 20) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 21) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 22) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power); 23) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Green Power); 24) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 25) Enel North America Inc. (già Enel Green Power North America Inc., società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 26) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas); 27) Enel Russia PJSC (società russa direttamente controllata da Enel SpA); 28) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel X); 29) Gas Atacama Chile SA (società fusa per incorporazione in Enel Generación Chile SA in data 1° ottobre 2019); 30) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 31) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 32) 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 2019, 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 2019 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).

Approvazione del Bilancio

L'Assemblea per l'approvazione del Bilancio, così come previsto dall'art. 9.2 dello Statuto di Enel SpA, è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale. L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato.

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 note 31 "Strumenti finanziari", 32 "Risk management", 33 "Derivati ed hedge accounting" e 34 "Fair value measurement".

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene all'informativa sulle parti correlate e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 35.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2019 la Società detiene n. 1.549.152 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 10 milioni di euro.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2019.
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 di seguito nella specifica nota 40.

Piano di incentivazione su base azionaria Enel

In data 16 maggio 2019 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel SpA ("Enel" o la "Società") ha approvato il Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 ("Piano LTI 2019" o "Piano") destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano stesso.

Il Piano LTI 2019 le cui caratteristiche sono dettagliatamente descritte nel documento informativo predisposto ai sensi dell'art. 84 *bis* del Regolamento emanato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 e messo a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata all'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 – è rivolto all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo Enel che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico e prevede l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura azionaria e da una componente monetaria.

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 dal Piano stesso 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.

Il Piano LTI 2019 prevede inoltre che, rispetto al totale incentivo in concreto maturato, il premio sia interamente corrisposto in azioni (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base.

L'effettiva corresponsione dell'incentivo connesso al Piano LTI 2019 è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio 2019-2021 (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti – e in funzione del relativo livello di conseguimento – l'incentivo sarà erogato ai destinatari, sia per la componente azionaria sia per quella monetaria, per il 30% nel 2022 e per il restante 70% nel 2023.

In conformità con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019 che, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 e nel rispetto dei relativi termini, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano LTI 2019 per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni, la Società ha acquistato nel periodo 23 settembre - 2 dicembre 2019 n. 1.549.152 azioni proprie (pari allo 0,015% circa del capitale sociale) al prezzo medio ponderato di 6,7779 euro per azione e per un controvalore complessivo di 10.499.998,93 euro. In sede di assegnazione del Piano sono state attribuite n. 1.538.547 azioni, la cui effettiva erogazione ai destinatari rimane subordinata al livello di conseguimento degli obiettivi di performance.

Il costo del Piano relativo alla componente azionaria è determinato con riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante l'esercizio ed è rilevato lungo la durata del vesting period in contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Considerato il prezzo di mercato del titolo Enel alla data di assegnazione (ossia, 12 novembre 2019), pari a 6,983 euro, il fair value degli strumenti rappresentativi di capitale a tale data, tenuto conto del numero delle azioni attribuite, è pari a 10.743.674 euro.

Il fair value degli strumenti finanziari di competenza dell'esercizio, determinato in funzione del prezzo di mercato del titolo alla data di fine periodo, è pari a 350.987 euro.

OPEN

2. CORPORATE GOVERNANCE

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate [1], nella edizione di luglio 2018, cui la Società aderisce, e alle best practice internazionali.

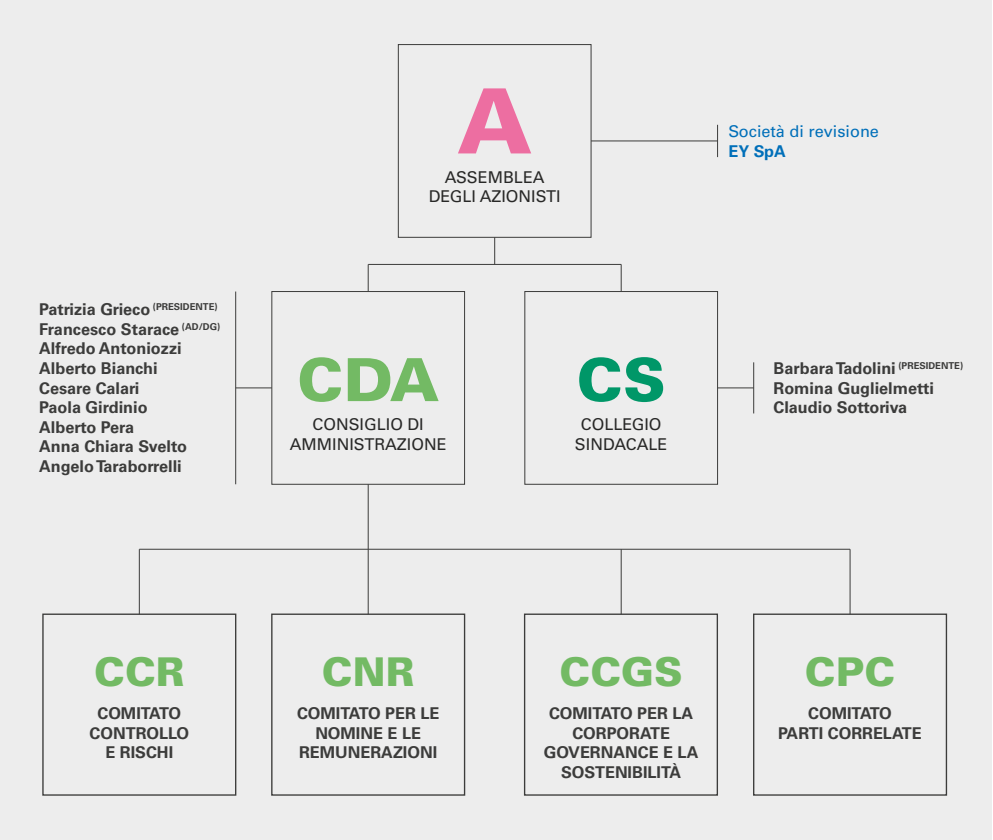
Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di lungo termine, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo 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:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione sociale;
- di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società; (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti; e, infine, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
- dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito: (i) 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; (ii) all'approvazione del Bilancio e alla destinazione degli utili; (iii) all'acquisto e all'alienazione di azioni proprie; (iv) alla politica per la remunerazione e alla sua attuazione; (v) ai piani di azionariato; (vi) alle modificazioni dello Statuto sociale; (vii) alle operazioni di fusione e scissione; (viii) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'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.

(1) Disponibile nella versione vigente sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2018clean.pdf).



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").

OPEN
OPEN

3. BILANCIO DI ESERCIZIO

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2019		2018	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.a	104.504.176	*104.492.126*	37.979.400	*37.948.667*
Altri ricavi e proventi	4.b	9.589.158	*9.091.161*	14.663.248	*11.611.943*
	[Subtotale]	**114.093.334**		**52.642.648**	
Costi					
Acquisti di materiali di consumo		487.991	*349.025*	775.602	*755.960*
Servizi e godimento beni di terzi	5.a	150.449.539	*85.349.767*	127.046.752	*73.565.421*
Costo del personale	5.b	110.633.596		109.461.719	
Ammortamenti e impairment	5.c	234.691.731		(330.561.950)	
Altri costi operativi	5.d	393.616	*1.431.265*	38.375.592	*5.116.819*
	[Subtotale]	**496.656.473**		**(54.902.285)**	
Risultato operativo		**(382.563.139)**		**107.544.933**	
Proventi da partecipazioni	6	5.548.170.676	*5.547.425.512*	3.566.532.771	*3.556.152.376*
Proventi finanziari da contratti derivati	7	1.002.848.044	*369.421.833*	1.626.147.028	*436.713.046*
Altri proventi finanziari	8	272.744.977	*262.878.487*	319.791.543	*215.238.109*
Oneri finanziari da contratti derivati	7	924.758.695	*313.240.676*	1.580.719.721	*1.033.303.779*
Altri oneri finanziari	8	774.794.614	*133.846.909*	767.625.196	*84.563.946*
	[Subtotale]	**5.124.210.388**		**3.164.126.425**	
Risultato prima delle imposte		**4.741.647.249**		**3.271.671.358**	
Imposte	9	(49.946.780)		(184.490.162)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**4.791.594.029**		**3.456.161.520**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2019	2018
Utile dell'esercizio		**4.791.594.029**	**3.456.161.520**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(114.549.683)	(6.800.397)
Variazione di fair value dei costi di hedging		30.359.461	17.324.068
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(84.190.222)**	**10.523.671**
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		-	11.342.491
Rimisurazione delle passività per piani a benefíci ai dipendenti		(5.165.403)	72.245
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(5.165.403)**	**11.414.736**
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	**(89.355.625)**	**21.938.407**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**4.702.238.404**	**3.478.099.927**

Stato patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2019	di cui con parti correlate	al 31.12.2018	di cui con parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	10.154.014		9.482.612	
Attività immateriali	11	67.472.830		46.939.952	
Attività per imposte anticipate	12	336.116.632		287.982.943	
Partecipazioni	13	47.858.258.402		45.714.720.133	
Derivati	14	944.746.850	*331.507.012*	793.268.184	*306.396.047*
Altre attività finanziarie non correnti	15	199.542.903	*191.250.000*	135.969.073	*125.000.000*
Altre attività non correnti	16	127.202.083	*118.441.604*	133.926.173	*124.949.541*
	[Totale]	**49.543.493.714**		**47.122.289.070**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	255.376.422	*256.545.598*	190.738.941	*189.168.814*
Crediti per imposte sul reddito	18	162.234.654		165.402.633	*29.133*
Derivati	14	142.921.282	*15.663.520*	91.538.429	*13.908.972*
Altre attività finanziarie correnti	19	2.882.607.896	*1.552.107.943*	1.859.556.945	*536.107.527*
Altre attività correnti	20	795.766.151	*758.688.886*	268.390.867	*74.420.100*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	4.152.553.138		2.006.698.099	
	[Totale]	**8.391.459.543**		**4.582.325.914**	
TOTALE ATTIVITÀ		**57.934.953.257**		**51.704.614.984**	

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2019**		al 31.12.2018	
		di cui con parti correlate			*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto					
Capitale sociale		10.166.679.946		10.166.679.946	
Riserva azioni proprie		(1.549.152)		-	
Altre riserve		11.366.383.938		11.464.338.885	
Utili/(Perdite) accumulati		4.889.078.236		4.279.339.236	
Utile dell'esercizio [(1)]		3.164.925.237		2.032.826.328	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**29.585.518.205**		**27.943.184.395**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	14.205.554.748	*6.095.372.221*	13.397.135.493	*4.140.976.595*
Benefici ai dipendenti	24	216.400.519		231.247.089	
Fondi rischi e oneri	25	28.036.931		45.167.912	
Passività per imposte differite	12	162.935.484		132.741.154	
Derivati	14	1.536.090.045	*8.893.614*	1.395.260.905	*19.846.698*
Altre passività non correnti	26	21.485.222	*8.433.792*	11.554.982	*9.303.012*
	[Subtotale]	**16.170.502.949**		**15.213.107.535**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	8.367.245.530	*7.833.812.748*	5.000.917.516	*4.715.485.231*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	1.102.224.916	*46.307.116*	805.454.249	
Debiti commerciali	27	83.699.918	*41.438.261*	82.378.904	*43.230.644*
Derivati	14	182.695.923	*75.705.470*	354.554.531	*53.004.689*
Altre passività finanziarie correnti	28	233.773.304	*22.585.007*	275.922.893	*31.397.597*
Altre passività correnti	30	2.209.292.512	*159.554.006*	2.029.094.961	*317.248.312*
	[Subtotale]	**12.178.932.103**		**8.548.323.054**	
TOTALE PASSIVITÀ		**28.349.435.052**		**23.761.430.589**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**57.934.953.257**		**51.704.614.984**	

(1) Per l'esercizio 2019, l'utile dell'esercizio pari 4.792 milioni di euro (3.456 milioni di euro nel 2018) è esposto al netto dell'acconto sul dividendo pari a 1.627 milioni di euro (1.423 milioni di euro nel 2018).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

	Capitale sociale e riserve (nota 22)					
Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva azioni proprie	Riserva legale	Riserve *ex lege* n. 292/1993	Altre riserve diverse
Al 1° gennaio 2018	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**-**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**	**68.245.460**
Applicazione nuovi princípi contabili	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2018 restated	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**-**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**	**68.245.460**
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-
Riparto utile 2017:						
- distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-
Aumento di capitale	-	-	-	-	-	-
Acconto dividendo 2018 (1)	-	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:						
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	44.679
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-
	10.166.679.946	**7.496.016.063**	**-**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**	**68.290.139**
Al 31 dicembre 2018	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**-**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**	**68.290.139**
Al 1° gennaio 2019	10.166.679.946	7.496.016.063	-	2.033.335.988	2.215.444.500	68.290.139
Acquisto azioni proprie	-	(8.950.847)	(1.549.152)	-	-	-
Riparto utile 2018:						
- distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-	-	-
Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-
Aumento di capitale	-	-	-	-	-	-
Acconto sul dividendo 2019 (2)	-	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:						
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	351.525
Risultato del periodo	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2019	**10.166.679.946**	**7.487.065.216**	**(1.549.152)**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**	**68.641.664**

1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019.
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020.

Riserva da rimisurazione della passività/ (attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	Riserve da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione di strumenti finanziari costi di hedging	Riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	**Totale patrimonio netto**
(32.623.121)	**(268.410.091)**	**(69.653.000)**	**-**	**4.424.283.417**	**1.202.486.793**	**27.235.805.955**
-	-	-	11.342.491	(5.429.221)	-	**5.913.270**
(32.623.121)	**(268.410.091)**	**(69.653.000)**	**11.342.491**	**4.418.854.196**	**1.202.486.793**	**27.241.719.225**
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	(142.333.519)	(1.199.668.234)	**(1.342.001.753)**
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	2.818.559	(2.818.559)	**-**
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	-	(1.423.335.192)	**(1.423.335.192)**
72.245	(6.800.397)	17.324.068	-	-	-	**10.640.595**
-	-	-	-	-	3.456.161.520	**3.456.161.520**
(32.550.876)	**(275.210.488)**	**(52.328.932)**	**11.342.491**	**4.279.339.236**	**2.032.826.328**	**27.943.184.395**
(32.550.876)	**(275.210.488)**	**(52.328.932)**	**11.342.491**	**4.279.339.236**	**2.032.826.328**	**27.943.184.395**
(32.550.876)	(275.210.488)	(52.328.932)	11.342.491	4.279.339.236	2.032.826.328	**27.943.184.395**
-	-	-	-	-	-	**(10.499.999)**
-	-	-	-	-	(1.423.335.193)	**(1.423.335.193)**
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	609.491.136	(609.491.136)	**-**
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	247.864	(1.626.668.791)	**(1.626.420.927)**
(5.165.403)	(114.549.683)	30.359.461	-	-	-	**(89.355.625)**
-	-	-	-	-	-	**351.525**
-	-	-	-	-	4.791.594.029	**4.791.594.029**
(37.716.279)	**(389.760.171)**	**(21.969.471)**	**11.342.491**	**4.889.078.236**	**3.164.925.237**	**29.585.518.205**

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2019		2018	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato prima delle imposte		**4.741.647.249**		**3.271.671.358**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	5.c	234.691.731		(330.561.950)	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		107.461.448		39.628.904	
Accantonamenti ai fondi		5.934.471		30.514.837	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(5.548.170.676)	*(5.547.425.512)*	(3.566.532.771)	*(3.556.152.376)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		310.383.994	*(186.189.129)*	355.948.018	*466.123.883*
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		**(148.051.783)**		**(199.331.604)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(37.912.022)		(70.540.865)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	(64.493.367)	*(67.233.076)*	46.077.886	*38.878.555*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		424.428.904	*(496.710.339)*	1.329.718.118	*984.924.384*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	1.321.014	*(1.792.384)*	(54.370.304)	*(30.494.265)*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		607.913.769	*422.500.856*	802.804.925	*422.320.744*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.229.947.164)	*(301.313.857)*	(1.381.667.689)	*(212.858.041)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	6	5.012.873.210	*5.012.128.046*	3.510.078.770	*3.499.698.376*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(571.067.083)		(533.543.154)	
Cash flow da attività operativa (a)		**3.995.065.478**		**3.449.226.083**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(48.040.125)		(32.089.910)	
Investimenti in partecipazioni	13	(2.351.358.222)	*(2.351.358.222)*	(2.555.503.401)	*(2.544.488.283)*
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		**(2.399.398.347)**		**(2.587.593.311)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	3.843.950.000	*3.500.000.000*	3.500.000.000	*2.940.976.595*
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(2.813.331.892)	*(1.500.000.000)*	(4.426.410.410)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(352.054.165)	*(178.003.827)*	2.735.706.549	*2.815.976.594*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		2.727.456.229	*2.255.855.395*	(743.785.882)	*1.516.803.548*
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	22	(2.845.332.266)		(2.409.676.207)	
Aumento riserve per acquisto azioni proprie	22	(10.499.999)		-	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**550.187.907**		**(1.344.165.950)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**2.145.855.038**		**(482.533.178)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	21	2.006.698.099		2.489.231.277	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	21	**4.152.553.137**		**2.006.698.099**	

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

Enel SpA opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 137.
La Società Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019, presentato in apposito e separato fascicolo.
Gli Amministratori in data 19 marzo 2020 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019.
Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di EY SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, rappresenta il Bilancio separato della Capogruppo Enel SpA ed 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) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) 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 è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.
Il Bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.
Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle eventuali discontinued operations.
Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.
Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate.
Il Bilancio 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 evidenziati nella nota 2.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro, valuta funzionale della Società, e i valori riportati nelle Note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il Bilancio 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 presente Bilancio, 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 di bilancio 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 princípi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, 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.

Uso di stime

Recuperabilità delle partecipazioni

La Società valuta almeno annualmente la presenza di indicatori di impairment di ciascuna partecipazione, coerentemente con la propria strategia di gestione delle entità legali all'interno del Gruppo e, qualora si manifestino, assoggetta a impairment test tali attività. I processi e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna partecipazione sono basate su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, in particolare con riferimento all'identificazione di indicatori di impairment, alla previsione della loro redditività futura per il periodo del business plan di Gruppo, alla determinazione dei flussi di cassa normalizzati alla base della stima del valore terminale e alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e di attualizzazione applicati alle previsioni dei flussi di cassa futuri.

Recuperabilità delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante e avviamento 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 vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36.

Nel determinare il valore recuperabile, la Società 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.

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.

Perdite attese su attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società 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 le 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 propria esperienza storica, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascun periodo 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 flus-

si finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

In particolare, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. "contract assets") e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società 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 è applicata principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto, in base alle valutazioni del management, 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, la Società applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti in cluster. La Società 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.

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, la Società considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri sottostanti:

- 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.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 31 "Strumenti finanziari".

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 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.

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, la Società 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 34 "Fair value measurement". Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Piani pensionistici e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della Società 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 di 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 recesso, 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/riduzione dei tassi di recesso 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.

Contenziosi

La Società 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 sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono la Società, 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 perdita. La nota 37 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per la Società.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, la Società utilizza il tasso di finanziamento marginale 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, la Società stima il tasso di finanziamento marginale sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche.
L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte della Società riguarda la determinazione del tasso di finanziamento marginale, per la stima del valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore. In tale contesto, l'approccio della Società per la determinazione del tasso di finanziamento marginale 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 tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della Società capogruppo o di altre garanzie sottostanti; le rettifiche inerenti al contratto di leasing specifico, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale 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.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2019 il Bilancio di esercizio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.
Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare delle imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società 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.

Giudizi del management

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando la Società è esposta, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del potere sulla partecipata, di influenzarne i relativi rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma dai diritti sostanziali dell'investitore sulla partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono alla Società il potere di dirigere le attività rilevanti della 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 gli accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e dai 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 la Società detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della partecipata.
La Società riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.
Si segnala, infine, come, nella valutazione dell'esistenza dei

requisiti del controllo non siano state riscontrate situazioni di controllo *de facto*.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.

Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.

Un accordo 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.

Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo 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.

La Società riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi precedentemente considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di controllo congiunto.

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le partecipazioni in imprese collegate sono quelle in cui la Società esercita un'influenza notevole, ossia quelle in cui si ha il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto. In linea generale, si presume che la Società abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20% sul capitale della partecipata.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.

La Società 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.

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 "SPPI test" a livello di singolo strumento per definire 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 31 "Strumenti finanziari".

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, la Società documenta all'inception della transazione, la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come l'obiettivo e la strategia di risk management. Inoltre, la Società 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, sulla dominanza del rischio di credito sulle variazioni di valore e sull'hedge ratio, così come la misurazione dell'inefficacia, è valutata 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 impatterà il Conto economico.

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 33.1 "Hedge accounting".

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 la Società;
- 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 del leasing, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti;
- identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;
- stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing; per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al paragrafo "Uso di stime".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

La Società 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.

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, collegate e joint venture

Il controllo è ottenuto quando la Società è esposta o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui la Società detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. 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.

Per società collegate si intendono le società su cui la Società esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza di Enel SpA ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione a una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla

data di determinazione di tale valore. 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 della collegata attività, costo o ricavo (o parte di esso) per la cancellazione di un'attività o passività non monetaria relativa al pagamento anticipato, la data dell'operazione è quella in cui la Società rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.
Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, la Società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

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, la Società 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 la Società 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, la Società 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 la Società non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio della Società;
- 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, la Società 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 per l'uso per cui è stato acquistato.
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefíci associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano alla Società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
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 sono riflessi 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:

	Periodo di ammortamento
Migliorie su beni di terzi	Minore tra il termine del contratto e la vita utile residua
Fabbricati civili	40 anni
Altri beni	7 anni

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 o al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione.

Leasing

La Società detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing.
Alla data di inizio del leasing la Società determina se il contratto è, o contiene, un leasing.
La Società 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, la Società ha determinato se l'accordo era o conteneva un leasing conformemente all'IFRIC 4.
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, la Società ripartisce il corrispettivo del contratto tra ciascuna componente leasing in base ai rispettivi prezzi a sé stanti.
La Società 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.
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, la Società 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.
La Società 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, la Società 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.
La Società 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, la Società 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".

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa 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 la Società può dimostrare la fattibilità tecnica di completamento dell'attività immateriale, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse per 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 della Società sono a vita utile.
Le attività immateriali si riferiscono a software applicativi a titolo di proprietà con vita utile prevista tra tre e cinque anni.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o 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.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore.
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 subito 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 al paragrafo "Uso di stime".
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.
Qualora il valore contabile dell'attività sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".
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 impairment", nei limiti del valore netto contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

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 quando, e solo quando, la Società 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 della transazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando la Società applica l'espediente pratico consentito dall'IFRS 15.
Diversamente, la Società 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 della Società per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui la stesa 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 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. La Società 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 detenuti 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 la Società 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, la Società 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 la Società applica un nuovo 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 (c.d. "contract assets") e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società 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, la Società 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, la Società 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, la Società aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese sull'intera vita residua dello strumento, la Società rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.
La Società 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.

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.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, leasing finanziari e strumenti di debito.
Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando la Società 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 dalla Società 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.
La Società 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;
- la Società 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");
- la Società 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 sostan-

zialmente 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 33.1 "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 della Società di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Compensazione di attività e passività finanziarie

La Società compensa attività e passività finanziarie quando:

- esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) 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.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali la Società 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 per i dipendenti relativi 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, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui la Società non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui la Società 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 annuale, 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 annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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.

I fondi non comprendono passività per riflettere le incertezze sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevati come passività fiscale.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), la Società rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione.

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

La Società rileva i ricavi derivanti da contratti con clienti in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo al quale la Società si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti. La Società applica questo principio cardine utilizzando il modello costituito da cinque fasi (step) previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente (step 1);
- individuazione delle obbligazioni di fare (step 2);
- determinazione del prezzo dell'operazione (step 3);
- ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4);
- rilevazione dei ricavi (step 5).

La Società 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.

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 benefici economici affluiranno alla Società 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 a terzi 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.

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 imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti 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.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando la Società 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 per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

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 imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

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 probabile che non"), allora la Società rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se vi è incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito, la Società dovrà riflettere l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. La Società deve decidere 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, la Società 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. Quando conclude che è non è probabile che l'autorità fiscale accetti un trattamento fiscale incerto, la Società 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.

La Società 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 modifichino le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, la Società espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

3. Princípi contabili di recente emanazione

La Società ha adottato i seguenti princípi, interpretazioni e modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2019.

- "IFRS 16 - *Leasing*", emesso a gennaio 2016, sostituisce lo "IAS 17 - Leasing", l'"IFRIC 4 - Determinare se un accordo contiene un leasing", il "SIC 15 - Leasing operativo - Incentivi" e il "SIC 27 - La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing".
  L'IFRS 16 individua i princípi per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l'informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.
- "Modifiche allo IAS 19 - *Modifica, riduzione o estinzione del piano*", emesso a febbraio 2018.
  Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefíci definiti nel corso dell'esercizio, per il resto dell'esercizio dopo la modifica, la società deve determinare:
  - il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti utilizzando le ipotesi attuariali utilizzate per rideterminare la passività (attività) netta per benefíci definiti; e
  - l'interesse netto utilizzando la passività (attività) netta per benefíci definiti rideterminata e il tasso di sconto utilizzato per rideterminarla.

  Le modifiche chiariscono inoltre che il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (o l'utile o la perdita al momento dell'estinzione) è determinato senza considerare l'effetto del massimale di attività (c.d. "asset ceiling"), il quale viene determinato in una seconda fase e viene rilevato normalmente nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Le modifiche non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica, riduzione o estinzione del piano. L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente Bilancio di esercizio.
- "IFRIC 23 - *Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito*", emesso a giugno 2017; l'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente Bilancio di esercizio.
- "IAS 12 - *Imposte sul reddito*"; le modifiche chiariscono che gli effetti sulle imposte sul reddito quando la società rileva una passività relativa al dividendo da pagare, sono più direttamente correlati alle transazioni o eventi passati che hanno generato utili distribuibili che alla distribuzione ai soci. Pertanto, la società deve rilevare tali effetti fiscali sui dividendi nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove la società ha originariamente rilevato tali transazioni o eventi passati.

3.1 Modifiche di princípi contabili e informazioni integrative

Applicazione dell'"IFRS 16 - Leasing"

Informazioni sulla transizione

La Società ha adottato l'"IFRS 16 - Leasing" utilizzando il metodo retrospettico modificato, con data di prima applicazione 1° gennaio 2019; con questo metodo, il principio viene applicato retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale dell'IFRS 16 alla data di prima applicazione. Conseguentemente i dati comparativi (per l'esercizio 2018) non sono stati rideterminati e sono presentati, come in precedenza evidenziato, ai sensi dello IAS 17 e relative interpretazioni. Inoltre, le disposizioni dell'IFRS 16 relative alle informazioni integrative non sono state applicate ai dati comparativi.
Per la transizione all'IFRS 16, la Società ha deciso di utilizzare l'espediente pratico di non rideterminare se un contratto è, o contiene un, leasing, al 1° gennaio 2019. Pertanto, alla data dell'applicazione iniziale, la Società ha applicato il principio solo ai contratti che erano stati precedentemente identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e dell'IFRIC 4 alla data dell'applicazione iniziale.
Nella transizione al nuovo principio contabile, la Società:

- non ha modificato i valori contabili delle attività e passività rilevate alla data di applicazione iniziale relativamente ai contratti di leasing precedentemente classificati come leasing finanziari ai sensi dello IAS 17;
- ha rilevato attività consistenti nel diritto di utilizzo e passività del leasing in relazione ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi in applicazione dello IAS 17, a eccezione dei leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore", i cui importi sono considerati non significativi e per i quali non è richiesta nessuna rettifica alla data di transizione. Alla data di applicazione iniziale, la Società ha principalmente rilevato l'attività consistente nel diritto di utilizzo per un importo pari alla passività del leasing, rettifi-

cata dell'ammontare di eventuali risconti attivi o ratei passivi derivanti da tale contratto e rilevati nello Stato patrimoniale immediatamente precedente la data dell'applicazione iniziale. Le passività del leasing sono state rilevate al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 della Società.

Nell'applicazione dell'IFRS 16 ai contratti di leasing precedentemente identificati come leasing operativi, ai sensi dello IAS 17, la Società si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici:

- utilizzo della propria valutazione in merito all'onerosità dei leasing mediante l'applicazione delle disposizioni dello IAS 37 immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale, rettificando, alla data di prima applicazione, le attività consistenti nel diritto di utilizzo per l'importo degli accantonamenti per leasing onerosi rilevati immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale;
- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing di durata inferiore ai 12 mesi dalla data dell'applicazione iniziale;
- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo;
- uso delle esperienze acquisite, in particolare per determinare la durata del leasing per i contratti che contengono opzioni di proroga o di risoluzione del leasing.

I casi più significativi interessati dalle nuove disposizioni dell'IFRS 16 riguardano principalmente le attività consistenti nel diritto di utilizzo relativo a immobili e autovetture.
Non si rilevano impatti significativi derivanti dall'applicazione del nuovo principio.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 104 milioni*

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono composti come riportato di seguito.

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni			
Società del Gruppo	104	38	66
Terzi	-	-	-
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**104**	**38**	**66**

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" si riferiscono a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla Società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse.
La variazione positiva è riconducibile all'incremento dei ricavi per management fee per 16 milioni di euro, nonché a conguagli effettuati nel 2018 a favore di alcune società controllate.

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- 70 milioni di euro in Italia (34 milioni di euro nel 2018);
- 17 milioni di euro in Europa - Paesi UE (-4 milioni di euro nel 2018);
- 2 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE (3 milioni di euro nel 2018);
- 15 milioni di euro in Altri Paesi (5 milioni di euro nel 2018).

4.b Altri ricavi e proventi - *Euro 10 milioni*

Gli "Altri ricavi e proventi" si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello precedente, al personale in distacco.

Costi

5.a Servizi e godimento beni di terzi - *Euro 150 milioni*

I costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi sono ripartiti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Costi per servizi	140	116	24
Costi per godimento beni di terzi	10	11	(1)
Totale servizi e godimento beni di terzi	**150**	**127**	**23**

I "Costi per servizi" si riferiscono a servizi resi da terzi per 64 milioni di euro (53 milioni di euro nel 2018) e da società del Gruppo per 76 milioni di euro (63 milioni di euro nel 2018).
Rispetto all'esercizio precedente, l'incremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 11 milioni di euro, è da ricondursi principalmente alla rilevazione nel 2018 di partite non correnti per sistemazione di voci pregresse.
I costi per servizi resi da società del Gruppo, rappresentati principalmente da servizi di assistenza informatica, costi per servizi manageriali e servizi alla persona, registrano un incremento pari a 13 milioni di euro, da ricondursi all'aumento dei costi per servizi manageriali per 15 milioni e delle spese per

servizi di assistenza sistemica e applicativa per 9 milioni di euro, compensati dai minori costi per servizi diversi per 9 milioni di euro e dai minori costi per telefonia per 2 milioni di euro.
I "Costi per godimento beni di terzi" sono rappresentati essenzialmente da costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia SpA.
L'applicazione del nuovo principio contabile "IFRS 16 - Leasing" non ha avuto impatti significativi nel Bilancio di Enel SpA.

5.b Costo del personale - *Euro 111 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	Note	2019	2018	2019-2018
Salari e stipendi		66	68	(2)
Oneri sociali		22	22	-
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	6	6	-
Altri benefici a lungo termine	24	7	5	2
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	10	8	2
Totale costo del personale		**111**	**109**	**2**

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2019.

N.	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2019	2018	2019-2018	al 31.12.2019
Manager	146	148	(2)	144
Middle manager	345	354	(9)	367
White collar	250	270	(20)	240
Totale	**741**	**772**	**(31)**	**751**

5.c Ammortamenti e impairment - *Euro 235 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Ammortamenti delle attività materiali	5	4	1
Ammortamenti delle attività immateriali	22	13	9
Impairment	211	55	156
Ripristini di valore	3	403	(400)
Totale ammortamenti e impairment	**235**	**(331)**	**566**

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali presentano un aumento complessivo di 10 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi sostanzialmente alla maggiore consistenza media dei diritti di brevetto industriale e delle opere dell'ingegno a seguito degli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio.
La voce "Impairment" si riferisce alle rettifiche di valore delle partecipazioni detenute nelle società controllate E-Distribuție Banat SA (132 milioni di euro), Enel Russia PJSC (70 milioni di euro) ed Enel Produzione SpA (9 milioni di euro). La voce "Ripristini di valore" si riferisce all'adeguamento di valore positivo della società controllata Enel Global Trading SpA (3 milioni di euro). Nel 2018 la voce "Ripristini di valore" accoglieva l'adeguamento positivo del valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA per 403 milioni di euro, conseguente alla rideterminazione del valore della partecipazione in Slovenské elektrárne.

Per i dettagli sui criteri adottati per la determinazione di tale perdita di valore si rinvia alla successiva nota 13 "Partecipazioni".

5.d Altri costi operativi - *Euro 0 milioni*

Gli "Altri costi operativi" presentano rispetto all'esercizio precedente una riduzione di 39 milioni di euro, dovuta principalmente al rilascio di parte del fondo vertenze e contenzioso (14 milioni di euro), nonché al venir meno di oneri diversi di gestione (6 milioni di euro), che nel precedente esercizio avevano risentito della sistemazione di partite pregresse.

6. Proventi da partecipazioni - *Euro 5.548 milioni*

I "Proventi da partecipazioni" si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati dalle società controllate e collegate per 5.547 milioni di euro e da altre imprese per 1 milione di euro.

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Dividendi da imprese controllate e collegate	**5.547**	**3.556**	**1.991**
Enel Produzione SpA	245	229	16
e-distribuzione SpA	1.507	949	558
Enel.Factor SpA	-	2	(2)
Enel Italia SpA	15	16	(1)
Enel Energia SpA	1.698	792	906
Servizio Elettrico Nazionale SpA	75	100	(25)
Enel Green Power SpA	237	557	(320)
Enel Iberia SLU	1.245	486	759
Enel Américas SA	270	162	108
Enel Chile SA	175	157	18
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	-	2	(2)
Enel Investment Holding BV	-	66	(66)
Rusenergosbyt LLC	41	37	4
Enel Russia PJSC	39	-	39
CESI SpA	-	1	(1)
Dividendi da altre imprese	**1**	**11**	**(10)**
Emittenti Titoli SpA	-	10	(10)
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Totale proventi da partecipazioni	**5.548**	**3.567**	**1.981**

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro 78 milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Proventi finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**661**	**1.420**	**(759)**
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	661	1.420	(759)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**342**	**206**	**136**
- proventi da derivati di fair value hedge	-	18	(18)
- proventi da derivati di cash flow hedge	208	166	42
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	134	22	112
Totale proventi finanziari da derivati	**1.003**	**1.626**	**(623)**
Oneri finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**666**	**1.414**	**(748)**
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	666	1.414	(748)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**259**	**167**	**92**
- oneri da derivati di fair value hedge	-	18	(18)
- oneri da derivati di cash flow hedge	77	121	(44)
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	182	28	154
Totale oneri finanziari da derivati	**925**	**1.581**	**(656)**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	**78**	**45**	**33**

I proventi finanziari netti da contratti derivati riflettono essenzialmente i proventi finanziari netti da strumenti derivati posti in essere nell'interesse di Enel SpA.

La variazione positiva, rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio, è determinata essenzialmente dall'incremento dei proventi finanziari netti su derivati di cash flow hedge stipulati nell'interesse di Enel SpA, (86 milioni di euro) sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, compensato in parte dall'incremento degli oneri finanziari netti da derivati al fair value rilevato a Conto economico (42 milioni di euro).

Per maggiori dettagli sui derivati, si rinvia alla nota 31 "Strumenti finanziari" e alla nota 33 "Derivati e hedge accounting".

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (502) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato:

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	10	3	7
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	3	16	(13)
Totale	**13**	**19**	**(6)**
Differenze positive di cambio	4	28	(24)
Proventi FVH - adeguamento posta coperta	1	4	(3)
Altro	255	269	(14)
Totale altri proventi finanziari	**273**	**320**	**(47)**
Altri oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	21	32	(11)
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	493	549	(56)
Interessi passivi su altri finanziamenti	133	85	48
Totale	**647**	**666**	**(19)**
Differenze negative di cambio	121	65	56
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	3	3	-
Altro	4	34	(30)
Totale altri oneri finanziari	**775**	**768**	**7**
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(502)**	**(448)**	**(54)**

Gli altri oneri finanziari netti riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 647 milioni di euro e le differenze negative di cambio per 121 milioni di euro, parzialmente compensati dagli altri proventi finanziari per 255 milioni di euro e da interessi attivi su attività finanziarie sia a breve sia a lungo termine, complessivamente pari a 13 milioni di euro.

L'incremento degli oneri finanziari netti è determinato principalmente dalla variazione negativa delle differenze positive di cambio (24 milioni di euro) e degli interessi attivi sulle attività finanziarie a breve termine (13 milioni di euro).

9. Imposte - *Euro (50) milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Imposte correnti	(60)	(189)	129
Imposte anticipate	6	4	2
Imposte differite	4	1	3
Totale imposte	**(50)**	**(184)**	**134**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2019 risultano complessivamente positive per 50 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES rispetto al risultato civilistico *ante* imposte, dovuta all'esclusione del 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate, e della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 del TUIR). Rispetto al precedente esercizio, la variazione di 134 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla rilevazione nel precedente periodo di partite non ricorrenti, ovvero alla rilevazione del rimborso delle imposte sui redditi (IRPEG e ILOR) per le annualità 1996 e 1997, a seguito di due sentenze favorevoli della Corte di Cassazione, per un importo di 90 milioni di euro.

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro

	2019	Incidenza %	2018	Incidenza %
Risultato *ante* imposte	4.742		3.272	
Imposte teoriche IRES	**1.138**	**24,0%**	**785**	**24,0%**
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione incassati	(1.265)	-26,7%	(799)	-24,4%
- dividendi da partecipazione non incassati	(7)	-0,1%	(14)	-0,4%
- utilizzo fondi	(16)	-0,3%	(14)	-0,4%
- svalutazioni anni precedenti	-	-	(97)	-3,0%
- altre	-	-	(2)	-0,1%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni/(rivalutazioni) dell'esercizio	50	1,1%	13	0,4%
- accantonamento ai fondi	9	0,2%	13	0,4%
- sopravvenienze passive	1	-	7	0,2%
- altre	7	0,1%	9	0,3%
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	**(83)**	**-1,8%**	**(99)**	**-3,0%**
IRAP	**-**	**-**	**-**	**-**
Imposte estere	**2**	**-**	**-**	**-**
Differenza su stime imposte anni precedenti	**(5)**	**-0,1%**	**(111)**	**-3,4%**
Ritenute definitive su dividendi da partecipazioni estere	**26**	**0,5%**	**21**	**0,6%**
Totale fiscalità differita	**10**	**0,2%**	**5**	**0,2%**
- di cui effetto variazione aliquota	*-*		*-*	
- di cui movimenti dell'anno	*12*		*5*	
- di cui differenza stime anni precedenti	*(2)*		*-*	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(50)**	**-1,1%**	**(184)**	**-5,6%**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 10 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2018 e 2019 sono di seguito rappresentati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	**Totale**
Costo storico	1	3	3	5	24	41	-	77
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	-	(67)
Consistenza al 31.12.2017	**1**	**1**	**-**	**-**	**4**	**4**	**-**	**10**
Investimenti	-	-	-	-	2	-	1	3
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	(3)	-	(4)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**	**(3)**	**1**	**(1)**
Costo storico	1	3	3	5	26	41	1	80
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
Consistenza al 31.12.2018	**1**	**1**	**-**	**-**	**5**	**1**	**1**	**9**
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	-	2	-	-	1	-	-	3
Investimenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(2)
Totale variazioni	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**1**
Costo storico	1	5	3	5	27	41	1	83
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(22)	(41)	-	(73)
Consistenza al 31.12.2019	**1**	**3**	**-**	**-**	**5**	**-**	**1**	**10**

Gli "Immobili, impianti e macchinari" risultano complessivamente pari a 10 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 1 milione di euro da riferirsi al saldo netto positivo dell'applicazione dell'IFRS 16 e degli ammortamenti rilevati nello stesso periodo.

Gli effetti dell'applicazione dell'IRFS 16 al 1° gennaio 2019 sui fabbricati e altri beni ammontano a 3 milioni di euro.
Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione nei 12 mesi dell'anno.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti e macchinari in leasing	Attrezzature industriali e commerciali in leasing	Altri beni in leasing	**Totale**
Consistenza al 31.12.2018	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	-	2	-	-	1	**3**
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	**(1)**
Consistenza al 31.12.2019	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**2**

11. Attività immateriali - *Euro 67 milioni*

Le "Attività immateriali", tutte a vita utile definita, sono di seguito rappresentate.

Milioni di euro	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali in corso	Totale
Consistenza al 31.12.2017	**31**	**-**	**31**
Investimenti	14	17	**31**
Movimentazioni	(2)	-	**(2)**
Passaggi in esercizio	-	-	**-**
Ammortamenti	(13)	-	**(13)**
Totale variazioni	**(1)**	**17**	**16**
Consistenza al 31.12.2018	**30**	**17**	**47**
Investimenti	30	12	**42**
Passaggi in esercizio	17	(17)	**-**
Ammortamenti	(22)	-	**(22)**
Totale variazioni	**25**	**(5)**	**20**
Consistenza al 31.12.2019	**55**	**12**	**67**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno", pari a 55 milioni di euro, sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisto di software applicativi a titolo di proprietà e per le manutenzioni evolutive sugli stessi. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in tre esercizi). Il valore della voce, rispetto al precedente esercizio, presenta un incremento di 25 milioni di euro, dovuto al saldo positivo degli investimenti effettuati nel corso del 2019 (30 milioni di euro), dei passaggi in esercizio (17 milioni di euro), degli ammortamenti rilevati nello stesso periodo (22 milioni di euro). Gli investimenti hanno riguardato progetti di Information Technology connessi all'evoluzione di software di sistemi già in essere e allo sviluppo di nuovi sistemi, mentre i passaggi in esercizio fanno riferimento principalmente a progetti di sviluppo digital per l'informatizzazione di processi aziendali, di compliance e di reporting delle funzioni della Holding, in particolare nelle aree Administration, Finance and Control, Legal and Corporate Affairs, Health and Safety, Communications, Innovability e Audit. Le "Altre attività immateriali in corso" sono pari a 12 milioni di euro, presentando un decremento di 5 milioni di euro dovuto al saldo negativo dei passaggi in esercizio e degli investimenti effettuati nel corso del periodo.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 336 milioni ed euro 163 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali.

Milioni di euro	al 31.12.2018	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	**al 31.12.2019**
	Totale				Totale
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	6	(3)	-	-	3
- strumenti finanziari derivati	230	-	52	-	282
- costi aumento capitale	-	-	-	-	-
- altre partite	52	(2)	1	-	51
Totale attività per imposte anticipate	**288**	**(5)**	**53**	**-**	**336**
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- valutazione strumenti finanziari	127	-	26	-	153
- altre partite	6	4	-	-	10
Totale passività per imposte differite	**133**	**4**	**26**	**-**	**163**
Attività per imposte anticipate su IRES risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**155**				**173**
Passività per imposte differite su IRAP risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**-**				**-**

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 336 milioni di euro (288 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e presentano un incremento di 48 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi principalmente alla rilevazione della fiscalità anticipata connessa alla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge.
Le "Passività per imposte differite" sono pari a 163 milioni di euro (133 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e registrano un incremento di 30 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla rilevazione delle imposte differite relativa alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari di cash flow hedge.
Il valore delle imposte anticipate e differite è stato determinato applicando l'aliquota IRES del 24%.

13. Partecipazioni - *Euro 47.858 milioni*

Il seguente prospetto riassume i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese.

Milioni di euro	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %	Apporti in conto capitale e a copertura perdite
			al 31.12.2018			
A) Imprese controllate						
Enel Produzione SpA	4.978	(667)	5	4.316	100,0	-
e-distribuzione SpA	6.329	-	2	6.331	100,0	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100,0	-
Enel Global Trading SpA	1.401	(208)	1	1.194	100,0	-
Enel Green Power SpA	6.467	-	2	6.469	100,0	-
Enel X Srl	523	-	-	523	100,0	65
Enel Investment Holding BV	4.497	(4.488)	-	9	100,0	-
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0	-
Enel Global Thermal Generation Srl	11	-	-	11	100,0	5
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0	-
Enel Iberia SLU	13.713	-	-	13.713	100,0	-
Enel Italia SpA	543	(41)	3	505	100,0	-
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100,0	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	22	-	-	22	100,0	20
Enel Finance International NV	599	-	-	599	25,0	-
Enel Holding Finance Srl	1.798	-	-	1.798	100,0	178
Enel Américas SA	2.822	-	-	2.822	51,8	-
Enel Chile SA	2.522	-	-	2.522	61,9	-
E-Distribuție Banat SA	421	-	-	421	51,0	-
E-Distribuție Dobrogea SA	261	-	-	261	51,0	-
E-Distribuție Muntenia SA	952	-	-	952	78,0	-
Enel Energie Muntenia SA	330	-	-	330	78,0	-
Enel Energie SA	208	-	-	208	51,0	-
Enel Romania SA	15	-	-	15	100,0	-
Enel Russia PJSC	442	(40)	-	402	56,4	-
Enel Insurance NV	252	-	-	252	100,0	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	100,0	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	-	-	-	-
Totale controllate	**50.796**	**(5.665)**	**13**	**45.144**		**268**
B) Imprese a controllo congiunto						
OpEn Fiber SpA	490	-	-	490	50,0	66
Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49,5	-
Totale controllo congiunto	**531**	**-**	**-**	**531**		**66**
C) Imprese collegate						
CESI SpA	23	-	-	23	42,7	-
Totale collegate	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**
D) Altre imprese		**-**	**-**			
Empresa Propietaria de la Red SA	5	12	-	17	11,1	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11,1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidazione	5	(5)	-	-	4,3	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0	-
Totale altre imprese	**10**	**7**	**-**	**17**		**-**
TOTALE PARTECIPAZIONI	**51.360**	**(5.658)**	**13**	**45.715**		**334**

Acquisizioni/ (Cessioni)/ (Liquidazioni)/ (Rimborsi)	Costituzioni/ Conferimenti (+/-)/Fusioni (+/-)/ Scissioni (+/-)	Rettifiche di valore	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2019				al 31.12.2019				
-	-	(9)	(9)	4.978	(676)	5	4.307	100,0
-	-	-	-	6.329	-	2	6.331	100,0
-	-	-	-	110	-	-	110	100,0
-	-	3	3	1.401	(205)	1	1.197	100,0
-	-	-	-	6.467	-	2	6.469	100,0
-	-	-	65	588	-	-	588	100,0
-	-	-	-	4.497	(4.488)	-	9	100,0
-	-	-	-	189	(159)	-	30	100,0
-	-	-	5	16	-	-	16	100,0
-	-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
-	-	-	-	13.713	-	-	13.713	100,0
-	-	-	-	543	(41)	3	505	100,0
-	-	-	-	70	(54)	-	16	100,0
-	-	-	20	42	-	-	42	100,0
-	-	-	-	599	-	-	599	25,0
-	-	-	178	1.976	-	-	1.976	100,0
2.017	-	-	2.017	4.839	-	-	4.839	57,3
-	-	-	-	2.522	-	-	2.522	61,9
-	-	(132)	(132)	421	(132)	-	289	51,0
-	-	-	-	261	-	-	261	51,0
-	-	-	-	952	-	-	952	78,0
-	-	-	-	330	-	-	330	78,0
-	-	-	-	208	-	-	208	51,0
-	-	-	-	15	-	-	15	100,0
-	-	(70)	(70)	442	(110)	-	332	56,4
-	-	-	-	252	-	-	252	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
-	-	-	-	-	-	-	-	100,0
-	-	-	-	-		-	-	100,0
2.017	**-**	**(208)**	**2.077**	**53.081**	**(5.873)**	**13**	**47.221**	
-	-	-	66	556	-	-	556	50,0
-	-	-	-	41	-	-	41	49,5
-	**-**	**-**	**66**	**597**	**-**	**-**	**597**	
-	-	-	-	23	-	-	23	42,7
-	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
-	**-**							
-	-	-	-	5	12	-	17	11,1
-	-	-	-	-	-	-	-	11,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
-	**-**	**-**	**-**	**10**	**7**	**-**	**17**	
2.017	**-**	**(208)**	**2.143**	**53.711**	**(5.866)**	**13**	**47.858**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2019:

Milioni di euro	
Incrementi	
Apporto in conto capitale a favore di Enel Holding Finance Srl	178
Ripatrimonializzazione di Enel X Srl	65
Apporto in conto capitale a favore di OpEn Fiber SpA	66
Incremento della partecipazione in Enel Américas SA tramite operazione di share swap	443
Sottoscrizione dell'aumento di capitale sociale di Enel Américas SA	1.574
Ripatrimonializzazione di Enel Global Infrastructure and Networks Srl	20
Ripatrimonializzazione di Enel Global Thermal Generation Srl	5
Ripristino del valore della partecipazione detenuta in Enel Global Trading SpA	3
Totale incrementi	**2.354**
Decrementi	
Adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Enel Russia PJSC	(70)
Adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA	(9)
Adeguamento di valore della partecipazione detenuta in E-Distribuție Banat SA	(132)
Totale decrementi	**(211)**
SALDO MOVIMENTI	**2.143**

Nel corso dell'esercizio 2019 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese ha registrato un incremento di 2.143 milioni di euro a seguito:

- del versamento in conto capitale, in data 20 febbraio 2019, a favore della controllata Enel Holding Finance Srl di un importo pari a 178 milioni di euro finalizzato alla patrimonializzazione della società controllata da quest'ultima Enel Finance America LLC, costituita allo scopo di soddisfare le esigenze emerse nell'ambito delle modalità di finanziamento del Gruppo in Nord America;
- della ripatrimonializzazione, in data 27 maggio 2019, della controllata Enel X Srl mediante rinuncia del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo di 65 milioni di euro;
- del versamento in conto capitale, in data 3 giugno 2019, a favore di OpEn Fiber SpA, società a controllo congiunto con CDP Equity SpA, di un importo pari a 66 milioni di euro, al fine di supportare gli investimenti necessari per la realizzazione del piano industriale della società medesima;
- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Enel Russia PJSC di 70 milioni di euro, in data 30 giugno 2019, a seguito dell'impairment della centrale a carbone di Reftinskaya GRES, successivamente ceduta in data 1° ottobre 2019. La cessione della centrale è perfettamente in linea con la strategia di crescita globale del Gruppo Enel, incentrata sul perseguimento di un modello di business più sostenibile;
- dell'incremento della partecipazione al capitale della controllata cilena quotata Enel Américas SA al 56,8% dal precedente 51,8%, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate con un istituto finanziario nell'ottobre 2018 per acquisire fino a un massimo del 5% del capitale di Enel Américas, come annunciato a suo tempo al mercato. Il corrispettivo pagato per le azioni ordinarie e le ADS di cui sopra, in linea con le operazioni di share swap, è pari complessivamente a 443 milioni di euro;
- della sottoscrizione, in data 15 luglio 2019, mediante l'esercizio dei propri diritti di opzione durante il primo periodo di offerta in opzione ai soci, di n. 10.639.088.791 azioni di nuova emissione di Enel Américas versando un controvalore totale di circa 1.531 milioni di euro (pari a circa 1,72 miliardi di dollari statunitensi);
- della sottoscrizione, nel secondo periodo di offerta, di ulteriori n. 294.771.295 azioni di nuova emissione di Enel Américas versando un controvalore di circa 43 milioni di euro (pari a circa 47,7 milioni di dollari statunitensi) che, sommato a quello corrisposto durante il primo periodo di offerta in opzione, ha comportato un impegno complessivo pari a circa 1.574 milioni di euro. A conclusione dell'operazione Enel aumenta la propria partecipazione al capitale di Enel Américas al 57,26% dal precedente 56,8%;
- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA di 9 milioni di euro;
- della ripatrimonializzazione, in data 29 ottobre 2019, della controllata Enel Global Infrastructure and Networks Srl mediante rinuncia del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo di 20 milioni di euro;

- della ripatrimonializzazione, in data 19 dicembre 2019, della controllata Enel Global Thermal Generation Srl mediante rinuncia del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo di 5 milioni di euro;
- dell'adeguamento di valore della partecipazione detenuta in E-Distribuție Banat SA di 132 milioni di euro, in data 31 dicembre 2019;
- del ripristino, per 3 milioni di euro, del valore della partecipazione detenuta in Enel Global Trading SpA.

Secondo quanto previsto dall'IFRS 2, il valore delle partecipazioni nelle società controllate coinvolte nel Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 è stato incrementato del valore corrispondente al fair value della componente azionaria di competenza dell'esercizio, in contropartita a specifiche riserve di patrimonio netto. Nel caso di assegnazione di strumenti di capitale in favore di dipendenti di controllate indirette, è stato incrementato il valore della partecipazione nella controllata diretta.

Nella tabella che segue vengono riportate le precedenti assunzioni che hanno caratterizzato la perdita di valore relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Russia PJSC, Distribuție Banat SA, Enel Produzione SpA e il ripristino di valore della partecipazione in Enel Global Trading SpA.

Milioni di euro	Costo originario	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC pre-tax (2)	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value (3)	Costo originario	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC pre-tax (2)	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value (3)
	al 31.12.2019					al 31.12.2018				
Enel Russia PJSC	402	0,9%	12,8%	5 anni	Perpetuità/27 anni	442	1,8%	13,2%	5 anni	Perpetuità/28 anni
Enel Produzione SpA	4.316	0,5%	8,0%	5 anni	Perpetuità	3.913	0,7%	8,9%	5 anni	Perpetuità
E-Distribuție Banat SA	421	2,6%	6,3%	5 anni	Perpetuità	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Global Trading SpA	1.194	1,9%	7,8%	5 anni	Perpetuità	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(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.

La stima del valore recuperabile delle partecipazioni iscritto in bilancio attraverso i test di impairment è stata effettuata determinando l'equity value delle partecipazioni in esame mediante una stima del valore d'uso basata sull'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. Ai fini del confronto con il valore di carico delle partecipazioni, l'enterprise value risultante dalla stima dei flussi di cassa futuri è stato convertito in equity value decurtandolo della posizione finanziaria netta della partecipazione. I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili per il periodo esplicito dal piano industriale quinquennale per il periodo 2020-2024 approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 25 novembre 2019, 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 di tali partecipazioni varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse partecipazioni. Il valore terminale invece è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale 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.

Relativamente alle partecipazioni detenute nelle società Enel Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuție Dobrogea SA, E-Distribuție Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl,

Enel X Srl, Enel Global Trading SpA e OpEn Fiber SpA, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2019 di ciascuna delle società partecipate. Si ritiene infatti che tale circostanza non è da considerarsi un indicatore di perdita di valore durevole della partecipazione ma un temporaneo disallineamento tra i due valori. In particolare, per le società Enel Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuție Banat SA, E-Distribuție Dobrogea SA, E-Distribuție Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA e OpEn Fiber SpA la differenza negativa tra il carrying amount delle partecipazioni e il patrimonio netto delle stesse ha rappresentato un trigger event, a seguito del quale è stato determinato mediante esercizio di impairment il valore dell'equity value delle partecipazioni in considerazione dei flussi di cassa futuri attesi. A esito di tale esercizio è emerso un maggior valore non riflesso nel patrimonio netto contabile tale da confermare la piena recuperabilità del valore delle partecipazioni.

Si rileva, a tale proposito, che le partecipazioni oggetto di analisi hanno superato i test di impairment.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate italiane detenute da Enel SpA sono presso il Monte dei Paschi di Siena, in conto deposito titoli a custodia.

Nel prospetto che segue è riportata la composizione del capitale sociale e del patrimonio netto di ciascuna delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese al 31 dicembre 2019.

	Sede Legale	Valuta	Capitale sociale	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	EUR	1.800.000.000	3.274	(786)	100,0	4.307
e-distribuzione SpA	Roma	EUR	2.600.000.000	4.702	1.586	100,0	6.331
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	EUR	10.000.000	194	116	100,0	110
Enel Global Trading SpA	Roma	EUR	90.885.000	570	(46)	100,0	1.197
Enel Green Power SpA	Roma	EUR	272.000.000	6.069	46	100,0	6.469
Enel X Srl	Roma	EUR	1.050.000	525	(28)	100,0	588
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1.000.000	8	(1)	100,0	9
Enelpower SpA	Milano	EUR	2.000.000	27	(1)	100,0	30
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	EUR	11.000.000	7	(5)	100,0	16
Enel Energia SpA	Roma	EUR	302.039	1.386	1.027	100,0	1.313
Enel Iberia SLU	Madrid	EUR	336.142.500	16.708	1.036	100,0	13.713
Enel Italia SpA	Roma	EUR	50.100.000	436	3	100,0	505
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	EUR	1.100.000	22	-	100,0	16
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	EUR	10.100.000	11	(18)	100,0	42
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1.478.810.371	1.870	80	25,0	599
Enel Holding Finance Srl	Roma	EUR	10.000	1.976	-	100,0	1.976
Enel Américas SA	Santiago	USD	9.783.875.314	10.904	1.938	57,3	4.839
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3.882.103.470.184	4	-	61,9	2.522
E-Distribuție Banat SA	Timisoara	RON	382.158.580	475	7	51,0	289
E-Distribuție Dobrogea SA	Costanza	RON	280.285.560	321	5	51,0	261
E-Distribuție Muntenia SA	Bucarest	RON	271.635.250	1.010	10	78,0	952
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RON	37.004.350	141	(10)	78,0	330
Enel Energie SA	Bucarest	RON	140.000.000	93	(3)	51,0	208
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	RON	200.000	3	-	100,0	15
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	RUB	35.371.898.370	8	-	56,4	332
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60.000	273	8	100,0	252
Vektör Enerji Üretim AŞ	Istanbul	TRY	3.500.000	(55)	(5)	100,0	-
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	USD	842.086.000	775	6	0,0	-
Enel Global Services Srl [1]	Roma	EUR	10.000	-	-	100,0	-
Enel Green Power Italia Srl [1]	Roma	EUR	10.000	-	-	100,0	-
B) Imprese a controllo congiunto							
OpEn Fiber SpA	Milano	EUR	250.000.000	769	(117)	50,0	556
Rusenersgobyt LLC	Mosca	RUB	18.000.000	17	88	49,5	41
C) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	EUR	8.550.000	132	6	42,7	23
D) Altre imprese							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58.500.000	135	22	11,1	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2.700.000	17	(4)	11,1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA [2]	Buenos Aires	ARS	14.012.000	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano	EUR	809.690	(118)	(7)	4,3	-
Idrosicilia SpA	Milano	EUR	22.520.000	-	-	1,0	-

(1) Società costituite in data 16 settembre 2019. Il primo esercizio sarà chiuso il 31 dicembre 2020.
(2) I valori del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono al Bilancio al 31 dicembre 2016.

Le "Partecipazioni in altre imprese" al 31 dicembre 2019 sono tutte riferite a società non quotate. In fase di transizione all'IFRS 9 è stata applicata l'opzione ammessa dal nuovo principio di valutare queste attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo.

La partecipazione in Elcogas SA è stata completamente svalutata nel 2014 e dal 1° gennaio 2015 la società, di cui si possiede il 4,3%, è ancora in liquidazione. Anche il relativo credito partecipativo di 6 milioni di euro, concesso nel 2014, è stato svalutato per tenere conto delle perdite accumulate.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Partecipazioni in società non quotate valutate al FVOCI	**17**	**17**
Empresa Propietaria de la Red SA	17	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidazione	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati - *Euro 945 milioni, euro 143 milioni, euro 1.536 milioni, euro 183 milioni*

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività finanziarie - Derivati	945	793	143	92
Passività finanziarie - Derivati	1.536	1.395	183	355

Per maggiori dettagli sulla natura, la rilevazione e la classificazione dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle note 31 "Strumenti finanziari" e 33 "Derivati e hedge accounting".

15. Altre attività finanziarie non correnti - *Euro 200 milioni*

La composizione di tale voce è di seguito riportata.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Risconti attivi finanziari		6	8	(2)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	194	128	66
Totale		**200**	**136**	**64**

I "Risconti attivi finanziari" si riferiscono essenzialmente alla quota residua dei costi di transazione sulla linea di credito revolving di 10 miliardi di euro, stipulata il 18 dicembre 2017, di durata quinquennale, tra Enel SpA, Enel Finance International NV e Mediobanca a seguito della chiusura di quella già esistente. La voce accoglie la quota non corrente di tali costi e il rilascio a Conto economico è in funzione della tipologia delle fee e della durata della linea.

15.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 194 milioni*

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti finanziari	31.1.1	191	125	66
Altri crediti finanziari		3	3	-
Totale		**194**	**128**	**66**

La variazione positiva della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento" è dovuta all'erogazione di un nuovo finanziamento a favore della società a controllo congiunto OpEn Fiber SpA, al fine di dotarla delle risorse necessarie alla realizzazione degli investimenti previsti dal piano industriale in relazione al progetto nazionale per lo sviluppo di una rete di fibra ottica a banda ultralarga.

16. Altre attività non correnti - *Euro 127 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti tributari	9	9	-
Crediti verso società controllate per accollo PIA	118	125	(7)
Totale altre attività non correnti	**127**	**134**	**(7)**

La voce "Crediti tributari" accoglie il credito residuo emerso in seguito alla presentazione delle istanze di rimborso per le maggiori imposte sui redditi versate, per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES. Le suddette istanze sono state presentate da Enel SpA per proprio conto per l'esercizio 2003, mentre per le annualità 2004-2011 sono state presentate sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante.

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA" si riferisce ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle rispettive quote di competenza della previdenza integrativa aziendale (PIA). I termini dell'accordo prevedono che le società del Gruppo accollanti rimborseranno i costi per estinguere l'obbligazione a benefici definiti, che sorge in capo alla Capogruppo ed è iscritta alla voce "Benefici ai dipendenti". Sulla base delle previsioni attuariali formulate secondo le correnti assunzioni, la quota esigibile oltre il 5° anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è stimata pari a 53 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

17. Crediti commerciali - *Euro 255 milioni*

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti commerciali:			
- verso imprese controllate	238	166	72
- verso clienti terzi	17	25	(8)
Totale	**255**	**191**	**64**

I crediti commerciali verso imprese controllate si riferiscono principalmente ai servizi di indirizzo e coordinamento e alle altre attività svolte da Enel SpA a favore delle società del Gruppo. Rispetto al 31 dicembre 2018, l'incremento è correlato all'andamento dei ricavi connessi a tali servizi.

I crediti verso clienti terzi sono riferiti a prestazioni di diversa natura.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Imprese controllate			
Enel Iberia SLU	1	1	-
Enel Produzione SpA	6	3	3
e-distribuzione SpA	23	10	13
Enel Green Power SpA	13	9	4
Enel Américas SA	6	4	2
Endesa SA	7	3	4
Servizio Elettrico Nazionale SpA	3	2	1
Enel Global Trading SpA	1	-	1
Enel Energia SpA	8	6	2
Enel Italia SpA	20	16	4
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	3	-	3
Enel Russia PJSC	13	11	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	21	6
Enel Global Thermal Generation Srl	1	1	-
Endesa Generación SA	-	(2)	2
Endesa Energía SA	3	2	1
Enel Romania Srl	4	5	(1)
Enel Brasil SA	33	24	9
Enel Distribución Perú SAA	6	5	1
Enel Generación Perú SAA	6	5	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	(1)	1
Altre	53	40	13
Totale	**238**	**166**	**72**

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Italia	79	54	25
Europa - UE	84	68	16
Europa - extra UE	14	12	2
Altri	78	57	21
Totale	**255**	**191**	**64**

18. Crediti per imposte sul reddito - *Euro 162 milioni*

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2019 ammontano a 162 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito IRES della Società per la stima delle imposte dell'esercizio 2019 (84 milioni di euro) nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata IRES 2019 (70 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 2.883 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	2.578	1.579	999
Altre attività finanziarie correnti		305	281	24
Totale		**2.883**	**1.860**	**1.023**

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 2.578 milioni*

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	1.288	313	975
Crediti finanziari verso terzi:				
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo		1	1	-
- altri crediti finanziari		3	12	(9)
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	1.286	1.253	33
Totale		**2.578**	**1.579**	**999**

20. Altre attività correnti - *Euro 796 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2019 è di seguito descritta.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti tributari	21	173	(152)
Altri crediti verso società del Gruppo	758	74	684
Crediti verso altri	17	21	(4)
Totale	**796**	**268**	**528**

I "Crediti tributari", pari a 21 milioni di euro, si riferiscono al credito residuo dell'acconto IVA 2019 per 13 milioni di euro (168 milioni di euro nel 2018), al credito per IVA da recuperare per 4 milioni di euro e a crediti pregressi per imposte sul reddito per 4 milioni di euro.

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi essenzialmente ai crediti per l'acconto sul dividendo deliberato nel 2019 dalle società controllate Enel Iberia SLU, Enel Américas SA ed Enel Chile SA (rispettivamente pari a 475 milioni di euro, 63 milioni di euro e 20 milioni di euro) e incassati nei mesi di gennaio e di febbraio 2019, ai crediti tributari IRES verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (105 milioni di euro) nonché ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (95 milioni di euro).

I "Crediti verso altri", pari a 17 milioni di euro al 31 dicembre 2019, presentano un decremento di 4 milioni rispetto a quanto rilevato nel 2018 (21 milioni di euro).

21. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 4.153 milioni*

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Depositi bancari e postali	4.153	2.007	2.146
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	**4.153**	**2.007**	**2.146**

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 4.153 milioni di euro, presentano un incremento di 2.146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, per effetto del cash flow generato dalla gestione operativa.

Passivo

22. Patrimonio netto - *Euro 29.586 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 29.586 milioni di euro, in aumento di 1.643 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale variazione è principalmente riferibile all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (4.702 milioni di euro), alla distribuzione sia del saldo dividendo dell'esercizio 2018 nella misura di 0,14 euro per azione (complessivamente pari a 1.423 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 16 maggio 2019, sia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 (0,16 euro per azione per complessivi 1.627 milioni di euro).

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2019 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a euro 10.166.679.946, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1 ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2018.

Al 31 dicembre 2019, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e Capital Research and Management Company (con il 5,029% del capitale sociale, posseduto direttamente alla data dell'11 ottobre 2019 a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie - *Euro (1) milione*

Alla data del 31 dicembre 2019 le azioni proprie sono rappresentate da n. 1.549.152 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro, acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 10 milioni di euro.

In data 16 maggio 2019 l'Assemblea degli azionisti ha deliberato di approvare il Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 ("Piano LTI 2019" o "Piano") destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano. Nella medesima data l'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione a procedere, nel rispetto dei termini dalla stessa stabiliti, all'acquisto di azioni proprie, per perseguire, tra l'altro, le finalità del Piano LTI 2019.

In data 19 settembre il Consiglio di Amministrazione della Società, in attuazione dell'autorizzazione conferita e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni (il "Programma"), equivalenti a circa lo 0,02% del capitale sociale di Enel.

La Società ha acquistato nel periodo di durata del programma di acquisto stesso (23 settembre 2019 - 2 dicembre 2019) n. 1.549.152 azioni Enel al prezzo medio ponderato di 6,7779 euro per azione.

Tenuto conto di quanto previsto dall'art. 2357 *ter*, comma 2, del codice civile, le azioni proprie non potranno concorrere alla distribuzione del dividendo.

Altre riserve - *Euro 11.366 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.487 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni al 31 dicembre 2019 risulta pari a 7.487 milioni di euro, in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto dell'acquisto di azioni proprie, come specificato, per un importo complessivo pari a 10 milioni di euro.

Riserva legale - *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale, pari al 20,0% del capitale sociale, non presenta variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva *ex lege* n. 292/1993 - *Euro 2.215 milioni*

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre riserve diverse - *Euro 68 milioni*

La voce comprende la riserva per contributi in conto capitale di 19 milioni di euro che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere (ai sensi dell'art. 55 del decreto del Presidente della Repubblica n. 917/1986) rilevati a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, oltre alla riserva stock option di 29 milioni di euro e altre riserve per 20 milioni di euro.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari - *Euro (412) milioni*

La voce al 31 dicembre 2019 è costituita dalle riserve da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge e di costi di hedging negative per 412 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 130 milioni di euro).

Riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI - *Euro 11 milioni*

Al 31 dicembre 2019 la riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI è pari a 11 milioni di euro per effetto della valutazione al fair value della partecipazione detenuta nella società Empresa Propietaria de la Red SA.

Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti - *Euro (37) milioni*

Al 31 dicembre 2019 la riserva per piani a benefici ai dipendenti è pari a 37 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 9 milioni di euro). La riserva accoglie gli utili e le perdite attuariali rilevate direttamente a patrimonio netto, non essendo più applicabile il cosiddetto "corridor approach" secondo la nuova versione del principio contabile "IAS 19 - Benefici per i dipendenti".
Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti delle riserve da valutazione di strumenti finanziari e da rimisurazione delle passività/attività per piani a benefici definiti avvenuti nel corso degli esercizi 2018 e 2019.

Milioni di euro	al 01.01.2018	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12.2018	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Altre movimentazioni	**al 31.12.2019**
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(268)	1	(45)	37	(275)	205	(328)	20	(12)	**(390)**
Riserva da valutazione di strumenti finanziari costi di hedging	(70)	17	-	-	(53)	23	-	8	-	**(22)**
Riserva da valutazione attività finanziarie FVOCI	-	11	-	-	11	-	-	-	-	**11**
Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	(32)	-	-	-	(32)	(7)	-	2	-	**(37)**
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(370)**	**29**	**(45)**	**37**	**(349)**	**221**	**(328)**	**30**	**(12)**	**(438)**

Utili e perdite accumulati - *Euro 4.889 milioni*

Nell'esercizio 2019 la voce ha presentato una variazione in aumento di 610 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019, che ha previsto la destinazione a "utili accumulati" della quota residua del risultato positivo dell'esercizio 2018.

Utile dell'esercizio - *Euro 3.165 milioni*

L'utile dell'esercizio 2019, al netto dell'acconto sul dividendo 2019 di 0,16 euro per azione (per complessivi 1.627 milioni di euro), è pari a 3.165 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	10.167		
Riserve di capitale:			
- riserva da sovrapprezzo azioni	7.487	ABC	7.487
- riserva azioni proprie	(1)		
Riserve di utili:			
- riserva legale	2.034	B	
- riserva *ex lege* 292/1993	2.215	ABC	2.215
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(412)		
- riserva attività finanziarie FVOCI	11		
- riserva contributi in conto capitale	19	ABC	19
- riserva stock option	29	ABC	29 (1) (2)
- riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici ai dipendenti	(37)		
- altre	20	ABC	20
Utili/(Perdite) accumulati	4.889	ABC	4.889
Totale	**26.421**		**14.659**
di cui quota distribuibile			***14.656***

A: aumento di capitale.
B: per copertura perdite.
C: per distribuzione ai soci.
(1) Relativi a opzioni non più esercitabili.
(2) Non è distribuibile per un importo pari a 3 milioni di euro relativi alle opzioni assegnate dalla Capogruppo ai dipendenti di società controllate e non più esercitabili.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4 del codice civile.

Si evidenzia che nei precedenti tre esercizi una parte della riserva disponibile denominata "utili e perdite accumulati" è stata utilizzata per un importo pari a 346 milioni di euro per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti.

Gli obiettivi di Enel nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per gli azionisti, alla garanzia degli interessi degli stakeholder e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di patrimonializzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell'attività del Gruppo.

22.1 Dividendi

La tabella seguente evidenzia i dividendi distribuiti dalla società nell'esercizio 2018 e 2019.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2018		
Dividendi relativi al 2017	2.410	0,237
Acconto sul dividendo 2018 [1]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2018	**2.410**	**0,237**
Dividendi pagati nel 2019		
Dividendi relativi al 2018	2.847	0,28
Acconto sul dividendo 2019 [2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2019	**2.847**	**0,28**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (acconto dividendo per azione 0,14 euro per complessivi 1.423 milioni di euro).

(2) 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).

Il dividendo dell'esercizio 2019, pari a 0,328 euro per azione, per un ammontare complessivo di 3.334 milioni di euro (di cui 0,16 euro per azione, per complessivi 1.626 milioni di euro già corrisposto a titolo di acconto), è stato proposto e deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 in unica convocazione.

Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2019, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2019, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019 per un importo massimo potenziale di 1.627 milioni di euro e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 al netto della quota spettante alle n. 1.549.152 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 21 gennaio 2020.

22.2 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società 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, la Società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e l'accesso a fonti esterne di finanziamento anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tal contesto, la Società 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 dell'esercizio 2019.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2019 e 2018 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Posizione finanziaria non corrente	(14.206)	(13.397)	(809)
Posizione finanziaria corrente netta	(2.738)	(2.221)	(517)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	194	128	66
Indebitamento finanziario netto	**(16.750)**	**(15.490)**	**(1.260)**
Patrimonio netto	**29.586**	**27.943**	**1.643**
Indice debt/equity	**(0,57)**	**(0,55)**	**(0,02)**

23. Finanziamenti - *Euro 14.206 milioni, euro 1.102 milioni, euro 8.367 milioni*

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	14.206	13.397	1.102	806
Finanziamenti a breve termine	-	-	8.367	5.001

Per maggiori dettagli sulla natura, rilevazione e classificazione dei finanziamenti si rimanda alla nota 31 "Strumenti finanziari".

24. Benefici ai dipendenti - *Euro 216 milioni*

La Società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a trattamento di fine rapporto di lavoro, indennità per mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso, premi di fedeltà, previdenza integrativa aziendale, assistenza sanitaria, indennità aggiuntiva contributi FOPEN, contributi FOPEN superiori al limite fiscalmente deducibile e piani di incentivazione al personale.

La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro o successivamente al rapporto di lavoro per piani a benefici definiti nonché altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge, di contratto o per altre forme di incentivazione ai dipendenti.

Le obbligazioni, in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito".

Nel seguito si evidenziano la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019				2018			
	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE								
Passività attuariale al 1° gennaio	**174**	**40**	**17**	**231**	**200**	**45**	**28**	**273**
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	7	**7**	-	1	6	**7**
Interessi passivi	2	-	-	**2**	3	1	-	**4**
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	6	-	-	**6**	-	-	-	**-**
Rettifiche basate sull'esperienza passata	5	(3)	-	**2**	-	(1)	-	**(1)**
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Pagamenti per estinzioni	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Altri pagamenti	(21)	(2)	(9)	**(32)**	(23)	(2)	(10)	**(35)**
Altri movimenti	-	-	-	**-**	(6)	(4)	(7)	**(17)**
Passività attuariale al 31 dicembre	**166**	**35**	**15**	**216**	**174**	**40**	**17**	**231**

Milioni di euro

	2019	2018
Perdite/(Utili) rilevate a Conto economico		
Costo previdenziale	7	7
Interessi passivi	2	4
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-
Totale	**9**	**11**

Milioni di euro

	2019	2018
Perdite/(Utili) da rimisurazione rilevati nelle OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	8	-
Altre variazioni	-	-
Totale	**8**	**-**

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2019, pari a 7 milioni di euro, è rilevato tra i costi del personale e risulta in linea con quanto rilevato nel 2018, mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività risultano pari a 2 milioni di euro (4 milioni di euro nel 2018). Le principali assunzioni, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono di seguito riportate.

	2019	2018
Tasso di attualizzazione	0,00%-0,70%	0,25%-1,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	0,70%-2,70%	1,50%-3,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	2,50%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per assistenza sanitaria definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

Milioni di euro

	Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	Incremento 0,5% tasso di inflazione	Incremento 0,5% delle retribuzioni	Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	Incremento 1% costi assistenza sanitaria	Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati
Piani medici: ASEM	(2)	2	(2)	-	-	5	35

25. Fondi rischi e oneri - *Euro 28 milioni*

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le passività potenziali ritenute probabili che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti delle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti.

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro	al 31.12.2018	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Altri movimenti	Totale al 31.12.2019	di cui quota corrente
		Rilevazione a Conto economico					
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- contenzioso legale	18	3	(16)	(1)	-	4	*1*
- altri	6	-	-	-	-	6	*3*
Totale fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	**24**	**3**	**(16)**	**(1)**	**-**	**10**	***4***
Fondo oneri per incentivi all'esodo	21	3	-	(6)		18	*5*
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	**45**	**6**	**(16)**	**(7)**	**-**	**28**	***10***

Il decremento del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 14 milioni di euro, riflette prevalentemente i rilasci a Conto economico e gli utilizzi conseguenti alla definizione di alcuni contenziosi per un totale complessivo di 17 milioni di euro.
Il suddetto fondo è riferito principalmente a cause di lavoro.

Il fondo rischi e oneri altri, pari a 6 milioni di euro, risulta invariato rispetto all'esercizio precedente.
La variazione in diminuzione del fondo per incentivi all'esodo del personale, pari a 3 milioni di euro, risente degli utilizzi dell'esercizio.

26. Altre passività non correnti - *Euro 21 milioni*

Le "Altre passività non correnti", pari a 21 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2018), sono riferite al debito residuo verso le società del Gruppo, inizialmente rilevato in seguito alla presentazione da parte di Enel SpA, in qualità di società consolidante, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2011, per le maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES. La contropartita di tale debito verso le società controllate ha trovato rilevazione tra i crediti tributari non correnti (nota 16).
La voce accoglie, inoltre, la quota non corrente degli up-front realizzati alla stipula di alcuni contratti derivati di cambio di copertura (10 milioni di euro), stipulati in anni precedenti, il cui rilascio a Conto economico viene effettuato sulla base di un piano di ammortamento per tutta la durata del derivato stesso.

27. Debiti commerciali - *Euro 84 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti commerciali:			
- verso terzi	43	41	2
- verso società del Gruppo	41	41	-
Totale	**84**	**82**	**2**

I "Debiti commerciali" accolgono prevalentemente i debiti per le forniture di servizi, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per le attività svolte nel corso dell'esercizio 2019, e sono costituiti da debiti verso terzi per 43 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e da debiti verso società del Gruppo per 41 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2019 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Imprese controllate			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Global Trading SpA	9	1	8
Enel Green Power SpA	1	-	1
Enel Italia SpA	10	18	(8)
Enel Iberia SLU	4	4	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	3	-
Enel X Srl	-	1	(1)
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	(2)
Endesa SA	4	3	1
Altre	9	8	1
Totale	**41**	**41**	**-**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Fornitori			
Italia	63	59	4
Europa - UE	15	17	(2)
Europa - extra UE	1	1	-
Altri	5	5	-
Totale	**84**	**82**	**2**

28. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 234 milioni*

Le "Altre passività finanziarie correnti" sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Note			
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Passività finanziarie differite	31.2.1	225	259	(34)
Altre partite	31.2.1	9	17	(8)
Totale		**234**	**276**	**(42)**

In particolare, le "Passività finanziarie differite" si riferiscono principalmente a interessi passivi di competenza dell'esercizio maturati sui debiti finanziari, mentre le "Altre partite" accolgono essenzialmente i debiti verso le società del Gruppo maturati al 31 dicembre 2019, liquidabili nell'esercizio successivo, connessi sia a oneri finanziari realizzati su derivati di copertura su cambio commodity sia a interessi passivi maturati sui conti correnti intercompany.

29. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 16.750 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione dell'indebitamento finanziario netto a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Finanziamenti a lungo termine	23	14.206	13.397	809
Finanziamenti a breve termine	23	8.367	5.001	3.366
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	1.102	806	296
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	194	128	66
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	2.578	1.579	999
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	4.153	2.007	2.146
Totale		**16.750**	**15.490**	**1.260**

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2019 in linea con la disposizione CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto come riportato nella Relazione sulla gestione.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2018	*di cui con parti correlate*	2019-2018
Depositi bancari e postali	4.153		2.007		2.146
Liquidità	**4.153**		**2.007**		**2.146**
Crediti finanziari correnti	**2.578**	***1.288***	**1.579**	***313***	**999**
Debiti bancari correnti	(130)		(45)		(85)
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(1.102)		(806)		(296)
Altri debiti finanziari correnti	(8.237)	*(7.834)*	(4.956)	*(4.716)*	(3.281)
Debiti finanziari correnti	**(9.469)**		**(5.807)**		**(3.662)**
Posizione finanziaria corrente netta	**(2.738)**		**(2.221)**		**(517)**
Debiti bancari non correnti	(402)		(1.048)		646
Obbligazioni emesse	(7.707)		(8.208)		501
Finanziamenti non bancari (leasing)	(1)		-		(1)
Altri debiti non correnti	(6.096)		(4.141)		(1.955)
Debiti finanziari non correnti	**(14.206)**		**(13.397)**		**(809)**
Posizione finanziaria non corrente	**(14.206)**		**(13.397)**		**(809)**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	**(16.944)**		**(15.618)**		**(1.326)**
Crediti finanziari non correnti	**194**	***191***	**128**	***125***	**66**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(16.750)**		**(15.490)**		**(1.260)**

30. Altre passività correnti - *Euro 2.209 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti tributari	337	245	92
Debiti diversi verso società del Gruppo	159	317	(158)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	17	18	(1)
Debiti verso istituti di previdenza	7	7	-
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	2	2	-
Altri	1.687	1.440	247
Totale	**2.209**	**2.029**	**180**

I "Debiti tributari", pari a 337 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (333 milioni di euro).

La voce "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 159 milioni di euro, si riferisce per 44 milioni di euro a debiti generati dal consolidato fiscale IRES (139 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e per 110 milioni di euro a debiti generati dall'IVA di Gruppo (173 milioni di euro al 31 dicembre 2018). Il decremento di 158 milioni di euro riflette l'andamento delle sopra riportate posizioni debitorie.

I debiti "Altri", pari a 1.687 milioni di euro, includono i debiti relativi ai dividendi da corrispondere agli azionisti per un importo pari a 1.628 milioni di euro, dovuti essenzialmente ai debiti per l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del 12 novembre 2019 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 (0,16 euro per azione per l'esercizio 2019; 0,14 euro per azione per l'esercizio 2018) per un importo complessivo pari a 1.627 milioni di euro (1.423 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

31. Strumenti finanziari

31.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo 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 corrente		Corrente	
	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività finanziarie a costo ammortizzato	31.1.1	**194**	**128**	**7.793**	**4.050**
Attività finanziarie a FVOCI	31.1.2				
Partecipazioni in altre società		17	17	-	-
Totale attività finanziarie a FVOCI		**17**	**17**	**-**	**-**
Attività finanziarie a FVTPL					
Derivati attivi a FVTPL	33	340	325	143	78
Totale attività finanziarie a FVTPL		**340**	**325**	**143**	**78**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	605	468	-	14
Derivati di fair value hedge	33	-	-	-	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**605**	**468**	**-**	**14**
TOTALE		**1.156**	**938**	**7.936**	**4.142**

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 "Derivati e hedge accouting".

31.1.1 Attività finanziarie al costo ammortizzato

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non corrente			Corrente	
	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	21	**4.153**	**2.007**
Crediti commerciali		-	-	17	**255**	**191**
Crediti finanziari verso società del Gruppo						
Crediti su conto corrente intersocietario		-	-	19.1	1.288	313
Altri crediti finanziari		-	-		240	209
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		-	-		**1.528**	**522**
Crediti finanziari verso terzi						
Crediti finanziari	15.1	191	125		-	-
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo		-	-		1	1
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	19.1	1.286	1.253
Altri crediti finanziari		3	3		10	18
Totale crediti finanziari verso terzi		**194**	**128**		**1.297**	**1.272**
Altri crediti		**-**	**-**		**560**	**58**
TOTALE		**194**	**128**		**7.793**	**4.050**

Le variazioni principali rispetto all'esercizio 2018 riguardano:

- le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", che si sono incrementate di 2.146 milioni di euro risentendo della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo;
- i "Crediti finanziari verso società del Gruppo", in aumento complessivamente di 1.006 milioni di euro per effetto dell'incremento dei crediti vantati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società del Gruppo per 975 milioni di euro;
- gli "Altri crediti", in aumento di 502 milioni di euro dovuti all'incremento dei crediti per dividendi da incassare dalle società controllate.

Impairment delle attività finanziarie al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2019 sono pari a 7.987 milioni di euro e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 12 milioni di euro al 31 dicembre 2019.

L'impairment calcolato sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e sugli altri crediti ha rilevato una perdita attesa non rilevante.

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.

La verifica della variazione del rischio di credito è stata effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti valutabili singolarmente in base alle informazioni disponibili;
- base collettiva negli altri casi.

La tabella seguente riporta le perdite attese per ogni classe di attività finanziaria misurata al costo ammortizzato.

Milioni di euro

	al 31.12.2019			al 31.12.2018		
	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Totale	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.153	-	4.153	2.007	-	2.007
Crediti commerciali	260	5	255	196	5	191
Crediti finanziari verso società del Gruppo	1.529	1	1.528	523	1	522
Crediti finanziari verso terzi	1.497	6	1.491	1.406	6	1.400
Altri crediti	560	-	560	58	-	58
Totale	**7.999**	**12**	**7.987**	**4.190**	**12**	**4.178**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari e commerciali:

Milioni di euro

	Fondo perdite attese					
	Crediti finanziari			Crediti commerciali		
	Individuale	Collettivo	**Totale**	Individuale	Collettivo	**Totale**
01.01.2018 IFRS 9	**7**		**7**	**-**	**5**	**5**
Impairment	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	-	-	-	-	-
Totale al 31.12.2018 IFRS 9	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**
Impairment	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	-	-	-	-	-
Totale al 31.12.2019 IFRS 9	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**

31.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI)

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in società non quotate irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Le partecipazioni in altre imprese, pari a 17 milioni di euro, sono sostanzialmente rappresentate dalla partecipazione detenuta da Enel SpA nella società Empresa Propietaria de la Red SA. Al 31 dicembre 2019 il fair value della partecipazione è stato confermato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

31.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL)

In tale categoria sono esclusivamente rilevati i derivati attivi correnti e non correnti relativi, principalmente, alle operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo per i quali si rimanda alla nota 33.2 "Derivati al fair value through profit or loss".

31.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non corrente		Corrente	
	Note	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	**14.206**	**13.397**	**11.192**	**7.331**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	33	342	324	178	134
Totale		**342**	**324**	**178**	**134**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	1.194	1.071	5	221
Totale		**1.194**	**1.071**	**5**	**221**
TOTALE		**15.742**	**14.792**	**11.375**	**7.686**

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 "Derivati e hedge accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla nota 34 "Fair value measurement".

31.2.1 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 corrente			Corrente	
	Note	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	Note	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	23	14.206	13.397		1.102	806
Finanziamenti a breve termine		-	-	23	8.367	5.001
Debiti commerciali		-	-	27	84	82
Altre passività correnti		-	-	30	1.639	1.442
Totale		**14.206**	**13.397**		**11.192**	**7.331**

Le altre passività correnti includono i debiti relativi ai dividendi da corrispondere agli azionisti pari a 1.628 milioni di euro, dovuti essenzialmente ai debiti per l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del 12 novembre 2019 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 (0,16 euro per azione per l'esercizio 2019; 0,14 euro per azione per l'esercizio 2018) per un importo complessivo pari a 1.627 milioni di euro (1.423 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 15.308 milioni*

Il debito a lungo termine, relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari nonché a finanziamenti ricevuti da società del Gruppo, in euro e in altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi (pari a 1.102 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2019 a 15.308 milioni di euro.

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2019, inclusa la quota in scadenza nei 12 mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il fair value 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 del Gruppo.

Milioni di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore contabile
	al 31.12.2019					al 31.12.2018					2019-2018
Obbligazioni:											
- tasso fisso	7.735	7.602	878	6.725	9.073	7.904	7.813	614	7.199	8.561	(211)
- tasso variabile	1.010	1.010	27	982	966	1.201	1.201	192	1.009	1.141	(191)
Totale	**8.745**	**8.612**	**905**	**7.707**	**10.039**	**9.105**	**9.014**	**806**	**8.208**	**9.702**	**(402)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	552	552	150	402	554	1.048	1.048	-	1.048	1.045	(496)
Totale	**552**	**552**	**150**	**402**	**554**	**1.048**	**1.048**	**-**	**1.048**	**1.045**	**(496)**
Altri finanziamenti:											
- da contratti di leasing a tasso fisso	2	2	1	1	2	-	-	-	-	-	2
Totale	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
Finanziamenti da società del Gruppo:											
- tasso fisso	2.300	2.300	-	2.300	2.655	2.300	2.300	-	2.300	2.596	-
- tasso variabile	3.841	3.841	46	3.796	4.023	1.841	1.841	-	1.841	1.895	2.000
- da contratti di leasing a tasso fisso	1	1	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Totale	**6.142**	**6.142**	**46**	**6.096**	**6.679**	**4.141**	**4.141**	**-**	**4.141**	**4.491**	**2.001**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**10.038**	**9.905**	**879**	**9.026**	**11.731**	**10.204**	**10.113**	**614**	**9.499**	**11.157**	**(208)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**5.403**	**5.403**	**223**	**5.180**	**5.543**	**4.090**	**4.090**	**192**	**3.898**	**4.081**	**1.313**
TOTALE	**15.441**	**15.308**	**1.102**	**14.206**	**17.274**	**14.294**	**14.203**	**806**	**13.397**	**15.238**	**1.105**

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si rinvia alla nota 32 "Risk management", e sui livelli del fair value si rinvia alla nota 34 "Fair value measurement".

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2018	al 31.12.2019		al 31.12.2019	
Euro	**10.665**	**12.268**	**12.376**	**3,0%**	**3,2%**
Dollari USA	1.277	1.305	1.315	7,8%	8,2%
Sterline inglesi	2.261	1.735	1.750	6,6%	6,9%
Totale valute non euro	**3.538**	**3.040**	**3.065**		
TOTALE	**14.203**	**15.308**	**15.441**		

La movimentazione del valore nominale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella.

Milioni di euro	Valore nominale	FTA IFRS 16 1.1.2019	Rimborsi	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2018					al 31.12.2019
Obbligazioni	9.105	-	(813)	344	109	**8.745**
Finanziamenti bancari	1.048	-	(500)	-	4	**552**
Finanziamenti non bancari	-	3	(1)	-	-	**2**
Finanziamenti da società del Gruppo	4.141	1	(1.500)	3.500	-	**6.142**
Totale	**14.294**	**4**	**(2.814)**	**3.844**	**113**	**15.441**

Rispetto al 31 dicembre 2018, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un incremento di 1.147 milioni di euro, conseguente:

- a rimborsi per 2.814 milioni di euro, tra i quali si evidenziano un prestito obbligazionario in sterline inglesi a tasso fisso per un ammontare di 617 milioni di euro scaduto a giugno 2019, un finanziamento bancario rimborsato anticipatamente pari a 500 milioni di euro e un finanziamento da società del Gruppo per 1.500 milioni di euro rimborsato anticipatamente a dicembre 2019;
- al rimborso di due tranche dei prestiti obbligazionari Ina e Ania per complessivi 56 milioni di euro;
- al rimborso a scadenza del prestito obbligazionario "Serie speciale riservata al personale" per nominali 1.033 milioni di euro e obbligazioni detenute in portafoglio per 898 milioni di euro, con un decremento netto 135 milioni di euro;
- alla rilevazione di differenze negative di cambio per 113 milioni di euro;
- a un'operazione di exchange offer effettuata a maggio 2019 su obbligazioni ibride che ha generato un aumento del debito di 344 milioni di euro;
- a nuovi finanziamenti intercompany concessi da Enel Finance International per un valore totale di 3.500 milioni di euro, di cui 1.500 milioni di euro rimborsati in anticipo a dicembre 2019.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari posti in essere nell'esercizio 2019.

Nuove emissioni di finanziamenti

Tipo di finanziamento	Controparte	Data di emissione	Importo finanziato (milioni di euro)	Valuta	Tasso di interesse (%)	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Obbligazioni Ibride	Enel SpA	24.05.2019	300	Euro	3,5%	fisso	24.05.2025
Totale			**300**				

Nel mese di maggio 2019 è stata emessa un'obbligazione ibrida di 300 milioni di euro, con prima data di rimborso anticipato prevista per il 24 maggio 2025; il corrispettivo di tale obbligazione è stato successivamente incrementato per effetto di un'operazione di exchange offer.

I principali debiti finanziari a lungo termine di Enel SpA contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati principalmente dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global/Euro Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi"), dal Revolving Facility Agreement sottoscritto in data 18 dicembre 2017 da Enel SpA ed Enel Finance International NV con un pool di banche, per un importo fino a 10 miliardi di euro, e dai contratti di finanziamento sottoscritti da Enel SpA con UniCredit SpA.

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global/Euro Medium Term Notes di Enel SpA 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 (se non per effetto di disposizione di legge) 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, del garante o delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti obbligazionari in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

Nel corso del 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 due prestiti obbligazionari "sostenibili", entrambi 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 SpA 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 nel Revolving Facility Agreement e nei contratti di finanziamento sottoscritti tra Enel SpA e UniCredit SpA, similari nella loro struttura, possono essere riassunti come segue:

- clausola di "negative pledge", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, le società rilevanti non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni o attività, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- clausole sulle "disposals", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, le società controllate di Enel non possono compiere atti di disposizione di tutti o di una parte rilevante 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" che trovano applicazione nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) Enel o una delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità del Gruppo, sotto il profilo finanziario, risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del debitore;
- 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 delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.
Nessuno dei covenant sopra considerati risulta a oggi disatteso. Si precisa infine che Enel SpA ha rilasciato nell'interesse di Enel Green Power e delle sue controllate alcune garanzie, a fronte degli impegni assunti nell'ambito dei contratti di finanziamento passivi. Tali garanzie e i relativi contratti di finanziamento includono, anche a carico di Enel SpA, in qualità di garante, taluni covenant ed "events of default" tipici della prassi internazionale.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella indica l'effetto della copertura del rischio di cambio sulla struttura del debito a lungo termine lordo (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi).

Milioni di euro	al 31.12.2019					al 31.12.2018				
	Struttura iniziale del debito			Debito coperto	Struttura del debito dopo la copertura	Struttura iniziale del debito			Debito coperto	Struttura del debito dopo la copertura
	Valore contabile	Valore nominale	%			Valore contabile	Valore nominale	%		
Euro	12.268	12.376	80,2%	3.065	15.441	10.665	10.725	75,0%	3.569	14.294
Dollari USA	1.305	1.315	8,5%	(1.315)	-	1.277	1.289	9,0%	(1.289)	-
Sterline inglesi	1.735	1.750	11,3%	(1.750)	-	2.261	2.280	16,0%	(2.280)	-
Totale	**15.308**	**15.441**	**100,0%**	**-**	**15.441**	**14.203**	**14.294**	**100,0%**	**-**	**14.294**

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso di interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

Debiti lordi a lungo termine

	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	35,0%	26,3%	18,1%	15,4%
Tasso fisso	65,0%	73,7%	81,9%	84,6%
Totale	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Finanziamenti a breve termine - *Euro 8.367 milioni*

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2019, distinti per natura.

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Finanziamenti da terzi			
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	130	45	85
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	403	240	163
Totale	**533**	**285**	**248**
Finanziamenti dal gruppo			
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	7.834	4.716	3.118
Totale	**7.834**	**4.716**	**3.118**
TOTALE	**8.367**	**5.001**	**3.366**

Si precisa che il fair value dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

31.2.2 Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL)

In tale categoria sono esclusivamente rilevati i derivati passivi correnti e non correnti relativi, principalmente, alle operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo per i quali si rimanda alla nota 33.2 "Derivati al fair value through profit or loss".

31.2.3 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti		di cui: Impairment/ Ripristini di impairment
	al 31.12.2018	al 31.12.2018	al 31.12.2019
Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato	252	6	1
Attività finanziarie a FVOCI	1	10	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(747)	(639)	-

Per informazioni su utili e perdite netti su strumenti finanziari derivati, si rinvia alla nota 7 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

32. Risk management

32.1 Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di tasso di interesse, il rischio tasso di cambio, il rischio di credito e il rischio di liquidità.

Enel SpA ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari al fine di evitare variazioni inattese sul risultato economico.

32.2 Rischi di tasso di interesse e tasso di cambio

Enel SpA, nell'esercizio dell'attività di holding industriale, è esposta al rischio di oscillazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Il rischio di tasso di interesse e il rischio di tasso di cambio nascono principalmente dalla presenza di strumenti finanziari. Le principali passività finanziarie detenute dalla Società comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari, i debiti verso altri finanziatori, i derivati, i depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti derivati (cash collateral) nonché i debiti

commerciali. Lo scopo principale di tali strumenti finanziari è quello di finanziare l'attività della Società. Le principali attività finanziarie detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i derivati, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide e i depositi a breve termine, nonché i crediti commerciali.
Per maggiori dettagli, si rinvia alla nota 31 "Strumenti finanziari".
La fonte dell'esposizione al rischio di tasso di interesse e di tasso di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Enel SpA, inoltre, in qualità di Capogruppo, accentra parte delle attività di tesoreria e di accesso ai mercati finanziari per quanto concerne la conclusione di contratti derivati di natura finanziaria su tassi e cambi. Nell'ambito di tali attività, Enel SpA effettua nei confronti delle società del Gruppo attività di intermediazione con il mercato assumendo posizioni, anche rilevanti in termini di nozionale, che però non rappresentano per la stessa fonte di esposizione ai rischi suddetti.

Nel corso del 2019 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia definiti dal Regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing previsti dal regolamento EMIR (European Market Infrastructure Regulation) n. 648/2012 del Parlamento Europeo.

Nel prosieguo si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2019, indicando per ciascuna classe di strumenti il valore nozionale.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Rischio tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

Per la Società il rischio di tasso di interesse si manifesta come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.
La gestione del rischio di tasso di interesse ha il duplice obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenere il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati.
Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica del portafoglio di passività finanziarie per tipologia contrattuale, durata nonché condizioni di tasso e modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di strumenti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap.

Si evidenzia di seguito il valore nozionale dei contratti in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	8.470	10.901
Totale	**8.470**	**10.901**

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.
I contratti di interest rate swap prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.
Il valore nozionale degli interest rate swap in essere a fine esercizio, pari a 8.470 milioni di euro (10.901 milioni di euro al 31 dicembre 2018), è relativo per 1.540 milioni di euro (sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2018) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 6.930 milioni di euro (9.323 milioni di euro al 31 dicembre 2018) a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermediate per un corrispondente valore di nozionale con le società stesse. La sensibile variazione in diminuzione di queste ultime è dovuta principalmente alla chiusura anticipata di interest rate swap a fronte di nuove emissioni.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 33 "Derivati e hedge accounting".
L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2019 il 35% (18,1% al 31 dicembre 2018) 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 dallo IAS 39), l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2019, risulta essere coperto per il 73,7% rispetto all'esposizione (coperto per l'84,3% al 31 dicembre 2018). Il rapporto risulta sostanzialmente invariato ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati 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.

Analisi di sensitività del tasso di interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge, sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, sul fair value degli strumenti finanziari derivati e sulla quota parte di indebitamento lordo a lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro

		al 31.12.2019				al 31.12.2018			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	10	(10)	-	-	5	(5)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	30	(30)	-	-	6	(6)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	25	-	-	39	(39)	-	-	36	(36)
Fair value hedge	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.
Per Enel SpA la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari monetari denominati in una valuta diversa dall'euro, principalmente prestiti obbligazionari emessi in valuta estera.
L'esposizione al rischio di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 31 "Strumenti finanziari".
Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di cambio la Società pone in essere, tipicamente sul mercato over the counter (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare currency forward e cross currency interest rate swap, la cui scadenza non eccede quella dell'esposizione sottostante.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale 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 dei due flussi (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward).
I cross currency interest rate swap sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso variabile o fisso. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli interest rate swap in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2018, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Derivati su cambi		
Forward:	6.064	6.980
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	4.225	5.349
- forward a copertura dei flussi futuri	1.146	825
- altri contratti forward	693	806
Cross currency interest rate swap	4.193	5.264
Totale	**10.257**	**12.244**

In particolare si evidenziano:
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 4.225 milioni di euro, relativi per 2.112 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di commodity energetiche da parte delle società del Gruppo intermediate in modo speculare con il mercato;
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 1.146 milioni di euro, connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro, di cui 783 milioni di euro conclusi con il mercato;
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 693 milioni di euro, di cui 346 milioni di euro conclusi con il mercato e relativi alla copertura del rischio cambio derivante da spese per investimenti (271 milioni di euro) e, in minor misura, da spese operative;
- contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 4.193 milioni di euro finalizzati alla copertura del rischio cambio dell'indebitamento, proprio o di società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro.

Per maggiori dettagli sui derivati su cambi si prega di far riferimento alla nota 33 "Derivati e hedge accounting".
In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che il 19,8% dell'indebitamento a lungo termine lordo è espresso in valute diverse dall'euro.
Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto o nella valuta funzionale della società, l'indebitamento risulta essere interamente coperto mediante operazioni di cross currency interest rate swap.

Analisi di sensitività del rischio di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge, sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, sul fair value degli strumenti finanziari derivati e sulla quota parte di indebitamento lordo a lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro

		al 31.12.2019				al 31.12.2018			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Apprezza-mento euro	Deprezza-mento euro	Apprezza-mento euro	Deprezza-mento euro	Apprezza-mento euro	Deprezza-mento euro	Apprezza-mento euro	Deprezza-mento euro
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile in valuta estera dopo le coperture	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	(9)	11	-	-	(14)	17	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	10%	-	-	(364)	445	-	-	(411)	502
Fair value hedge	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è rappresentato dall'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti di operazioni finanziarie che determina effetti avversi sulla posizione creditoria. La Società è esposta al rischio di credito nell'ambito dell'attività finanziaria, ivi inclusa l'operatività in strumenti derivati (su sottostanti tipicamente finanziari), i depositi con banche e società finanziarie, le transazioni in valuta estera e la negoziazione di altri strumenti finanziari.

Le fonti dell'esposizione al rischio di credito non hanno subíto variazioni rilevanti rispetto al precedente esercizio.

La gestione del rischio di credito da parte della Società è fondata sulla selezione delle controparti tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali con elevato standing creditizio considerate solvibili sia dal mercato sia da valutazioni interne, diversificando le esposizioni tra le stesse. Il monitoraggio delle esposizioni creditizie e del relativo rischio di credito è effettuato periodicamente dalle unità deputate al controllo dei rischi nell'ambito delle policy e procedure definite dalla governance dei rischi di Gruppo, anche al fine di individuare tempestivamente le eventuali azioni di mitigazione da porre in essere.

In tale ambito generale, Enel SpA ha peraltro sottoscritto con le principali istituzioni finanziarie con cui opera accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral, in grado di mitigare significativamente l'esposizione al rischio di controparte.

Crediti finanziari

Milioni di euro

Staging	Base per la rilevazione del fondo perdite attese	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
	al 31.12.2019				
Performing	12 m ECL	0,23%	3.025	7	3.018
Underperforming	Lifetime ECL	-	-	-	-
Non-performing		-	-	-	-
Totale			**3.025**	**7**	**3.018**

Crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro	al 31.12.2019			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	-	-	-	-
Crediti commerciali scaduti:				
- più di 180 giorni (credit impaired)	1,92%	260	5	255
Totale crediti commerciali		**260**	**5**	**255**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti		560	-	560
Totale altri crediti		**560**	**-**	**560**
TOTALE		**820**	**5**	**815**

32.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati, valute e controparti.

Al 31 dicembre 2019 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 4.153 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti (2.007 milioni di euro al 31 dicembre 2018), nonché linee di credito committed per 6.350 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (5.800 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Maturity analysis

La seguente tabella sintetizza il profilo temporale del piano di scadenza del debito a lungo termine della Società.

Milioni di euro	Scadenza entro				
	Meno di 3 mesi	Da 3 mesi a 1 anno	Da 1 a 2 anni	Da 2 a 5 anni	Maggiore di 5 anni
Obbligazioni:					
- tasso fisso	410	468	584	2.866	3.274
- tasso variabile	-	27	111	291	581
Totale	**410**	**495**	**695**	**3.157**	**3.855**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	150	402	-	-
Totale	**-**	**150**	**402**	**-**	**-**
Finanziamenti non bancari:					
- da contratti di leasing a tasso fisso	-	1	1	-	-
Totale	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	-	-	-	1.200	1.100
- tasso variabile	23	23	46	138	3.611
- da contratti di leasing a tasso fisso	-	-	1	-	-
Totale	**23**	**23**	**47**	**1.338**	**4.711**
TOTALE	**433**	**669**	**1.145**	**4.495**	**8.566**

32.5 Compensazione di attività e passività finanziarie

La seguente tabella espone le attività e le passività finanziarie nette di bilancio. In particolare, si evidenzia che non esistono posizioni in derivati compensate in bilancio, in quanto non è intenzione della Società procedere alla regolazione netta delle posizioni attive e passive. Come previsto dalle attuali normative di mercato e a garanzia delle operazioni in derivati, Enel SpA ha sottoscritto con le principali istituzioni finanziarie con cui opera accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral, ripartiti come in tabella.

Milioni di euro						**al 31.12.2019**
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Importi correlati non compensati in bilancio		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Valore lordo delle attività/(passività) finanziarie rilevate	Valore lordo delle attività/(passività) finanziarie rilevate compensate in bilancio	Valore netto delle attività/(passività) finanziarie esposte in bilancio	Strumenti finanziari	Quota valore netto delle attività/(passività) finanziarie garantita da Cash collateral	Valore netto delle attività/(passività) finanziarie
ATTIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati attivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	329	-	329	-	-	329
- sul rischio di cambio	706	-	706	-	(755)	(49)
- altro	53	-	53	-	-	53
Totale derivati attivi	**1.088**	**-**	**1.088**	**-**	**(755)**	**333**
TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE	**1.088**	**-**	**1.088**	**-**	**(755)**	**333**
PASSIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	(693)	-	(693)	-	662	(31)
- sul rischio di cambio	(1.026)	-	(1.026)	-	976	(50)
- altro	-	-	-	-	-	-
Totale derivati passivi	**(1.719)**	**-**	**(1.719)**	**-**	**1.638**	**(81)**
TOTALE PASSIVITÀ FINANZIARIE	**(1.719)**	**-**	**(1.719)**	**-**	**1.638**	**(81)**
TOTALE ATTIVITÀ/ (PASSIVITÀ) FINANZIARIE NETTE	**(631)**	**-**	**(631)**	**-**	**883**	**252**

33. Derivati e hedge accounting

Le tabelle seguenti indicano il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi rispettivamente in attività e passività finanziarie correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
DERIVATI ATTIVI	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	2019-2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	2019-2018
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di cambio	2.008	1.751	605	468	137	-	615	-	14	(14)
Totale cash flow hedge	**2.008**	**1.751**	**605**	**468**	**137**	**-**	**615**	**-**	**14**	**(14)**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	3.452	4.661	329	304	25	13	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	484	1.096	11	21	(10)	2.546	2.543	90	67	23
- altro	-	-	-	-	-	358	203	53	11	42
Totale derivati al FVTPL	**3.936**	**5.757**	**340**	**325**	**15**	**2.917**	**2.746**	**143**	**78**	**65**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**5.944**	**7.508**	**945**	**793**	**152**	**2.917**	**3.361**	**143**	**92**	**51**

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
DERIVATI PASSIVI	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	2019-2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	2019-2018
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	1.440	1.440	284	159	125	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	1.291	1.876	910	912	(2)	470	615	5	221	(216)
Totale cash flow hedge	**2.731**	**3.316**	**1.194**	**1.071**	**123**	**470**	**615**	**5**	**221**	**(216)**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	3.452	4.661	330	302	28	113	138	79	66	13
- sul rischio di tasso di cambio	495	1.096	12	22	(10)	2.962	2.655	99	68	31
Totale derivati al FVTPL	**3.947**	**5.757**	**342**	**324**	**18**	**3.075**	**2.793**	**178**	**134**	**44**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**6.678**	**9.073**	**1.536**	**1.395**	**141**	**3.545**	**3.408**	**183**	**355**	**(172)**

33.1 Hedge accounting

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, la Società 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, la Società 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 esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- cash flow hedge
- fair value hedge;
- investimenti netti in gestioni estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari cui la Società è esposta si rimanda alla nota 32 "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 dalla Società mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (ossia, regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.
Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di ranking che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.
Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, la Società valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreements ecc.).

La Società 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 differences (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).

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire la Società 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 (a esempio, 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 dalla Società 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, la Società separa i basis spread della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e li rileva nel Conto economico complessivo (OCI) nella riserva 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, la Società 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;
- soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Il soddisfacimento dei predetti requisiti è verificato trimestralmente.

Alla data del roll-over, la relazione di copertura 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.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del Conto economico.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si rinvia alla nota 34 "Fair value measurement".

33.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio di credito

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il tasso medio degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sulle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per scadenza.

Milioni di euro							
Al 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	**Totale**
Interest rate swap							
Valore nozionale	-	-	-	-	-	1.440	1.440
Tasso di interesse medio IRS						2,32	

Milioni di euro							
Al 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	**Totale**
Interest rate swap							
Valore nozionale	-	-	-	-	-	1.440	1.440
Tasso di interesse medio IRS						2,32	

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di copertura di cash flow hedge con l'elemento coperto. I derivati di cash flow hedge sono relativi esclusivamente alla copertura di alcuni prestiti obbligazionari a tasso variabile emessi a partire dal 2001.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Derivati di cash flow hedge	-	-	-	-	**1.440**	**1.440**	**(284)**	**(159)**
Interest rate swap	-	-	-	-	1.440	1.440	(284)	(159)

Il peggioramento del fair value dei derivati rispetto al precedente esercizio è dovuto principalmente alla riduzione generalizzata della curva nel tratto a medio-lungo termine dei tassi di interesse verificatasi nel corso del 2019.

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge di copertura tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati CFH su tasso di interesse	**al 31.12.2019**	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(284)	(16)	(15)	(15)	(33)	(32)	(178)

Gli impatti degli strumenti di copertura del rischio di tasso di interesse sullo Stato patrimoniale sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Al 31 dicembre 2019			
Interest rate swap	1.440	(284)	(284)
Al 31 dicembre 2018			
Interest rate swap	1.440	(159)	(159)

Gli impatti degli elementi coperti esposti al rischio di tasso di interesse sullo Stato patrimoniale sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hegde	Riserva costi di hedging	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hegde	Riserva costi di hedging
	2019			2018		
Finanziamenti a tasso variabile	284	(284)	-	159	(159)	-
Totale	**284**	**(284)**	**-**	**159**	**(159)**	**-**

La seguente tabella espone l'effetto della copertura di cash flow hedge di tasso nel Conto economico e nelle altre componenti dell'utile complessivo.

Milioni di euro	Totale utile/ perdita rilevato a OCI utile/(perdita)	Inefficacia rilevata a Conto economico	Voce di Conto economico	Costi di hedging	Importo riclassificato da OCI a Conto economico	Voce di Conto economico
Al 31 dicembre 2019						
Finanziamenti a tasso variabile	(139)	-		-	11	oneri finanziari
Totale al 31 dicembre 2019	**(139)**	**-**		**-**	**11**	
Al 31 dicembre 2018						
Finanziamenti a tasso variabile	(38)	-		-	11	oneri finanziari
Totale al 31 dicembre 2018	**(38)**	**-**		**-**	**11**	

Rischio di tasso di cambio

La seguente tabella espone il valore nozionale e il tasso medio degli strumenti di copertura del rischio di cambio sulle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per scadenza.

Milioni di euro

Al 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	**Totale**
Cross currency interest rate swap							
Valore nozionale totale	**470**	**789**	**-**	**1.113**	**-**	**1.397**	**3.769**
Valore nozionale CCS EUR-USD	-	202	-	1.113	-	-	1.315
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD		1,13		1,34			
Valore nozionale CCS EUR-GBP	470	587	-	-	-	1.397	2.454
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,85	0,82				0,69	

Milioni di euro

Al 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	**Totale**
Cross currency interest rate swap							
Valore nozionale totale	**1.229**	**447**	**757**	**-**	**1.091**	**1.332**	**4.856**
Valore nozionale CCS EUR-USD	-	-	198	-	1.091	-	1.289
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD			1,13		1,34		
Valore nozionale CCS EUR-GBP	1.229	447	559	-	-	1.332	3.567
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,68	0,85	0,82			0,68	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura del rischio di cambio sulle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Valore nozionale	Fair value		Valore nozionale
		Attività	Passività		Attività	Passività	
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2019**			al 31.12.2018		
Cross currency interest rate swap	Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	602	(915)	3.567	482	(1.131)	4.658
Cross currency interest rate swap	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	3	-	202	-	(1)	198
Totale		**605**	**(915)**	**3.769**	**482**	**(1.132)**	**4.856**

I cross currency interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di copertura di cash flow hedge con l'elemento coperto. In particolare, tali derivati sono relativi alla copertura di prestiti obbligazionari in valuta estera a tasso fisso nonché alla copertura di un finanziamento in dollari a tasso variabile stipulato nel 2017 con Bank of America.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Derivati di cash flow hedge	**2.008**	**2.365**	**605**	**482**	**1.761**	**2.491**	**(915)**	**(1.132)**
Cross currency interest rate swap	2.008	2.365	605	482	1.761	2.491	(915)	(1.132)

Al 31 dicembre 2019 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 3.769 milioni di euro (4.856 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e un fair value complessivamente negativo pari a 310 milioni di euro (negativo per 650 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

La riduzione del valore nozionale, pari a 1.087 milioni di euro, è dovuta principalmente alla naturale scadenza di cross currency interest rate swap per un ammontare pari 1.229 milioni di euro e al deprezzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense e alla sterlina inglese.

L'impatto degli strumenti di copertura del rischio di cambio sullo Stato patrimoniale è di seguito esposto.

Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Al 31 dicembre 2019			
Cross currency interest rate swap	3.769	(310)	(281)
Al 31 dicembre 2018			
Cross currency interest rate swap	4.856	(650)	(598)

Gli impatti degli elementi coperti esposti al rischio di cambio sullo Stato patrimoniale sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hegde	Riserva costi di hedging	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hegde	Riserva costi di hedging
	2019			2018		
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	283	(283)	(30)	596	(596)	(53)
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	(2)	2	1	2	(2)	1
Totale	**281**	**(281)**	**(29)**	**598**	**(598)**	**(52)**

La seguente tabella espone l'effetto della copertura di cash flow hedge di cambio sul Conto economico e sulle altre componenti dell'utile complessivo:

Milioni di euro	Totale utile/ perdita rilevato a OCI utile/(perdita)	Inefficacia rilevata a Conto economico	Voce di Conto economico	Costi di hedging	Importo riclassificato da OCI a Conto economico	Voce di Conto economico
Al 31 dicembre 2019						
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	341	-		23	329	proventi finanziari
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	4	-		-	10	proventi finanziari
Totale al 31 dicembre 2019	**345**	**-**		**23**	**339**	
Al 31 dicembre 2018						
Finanziamenti a tasso fisso in valuta estera	29	-		17	50	proventi finanziari
Finanziamenti a tasso variabile in valuta estera	10	-		-	5	proventi finanziari
Totale al 31 dicembre 2018	**39**	**-**		**17**	**55**	

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					
Derivati CFH su tasso di cambio	**al 31.12.2019**	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Fair value positivo	605	62	63	57	233	29	342
Fair value negativo	(915)	(34)	(54)	(40)	(39)	(39)	(621)

33.1.2 Impatto dei derivati di cash flow hedge a patrimonio netto al lordo dell'effetto fiscale

Milioni di euro	Costi di hedging	Variazioni lorde del fair value rilevate a patrimonio netto	Variazioni lorde del fair value a Conto economico	Variazioni lorde del fair value a Conto economico - Inefficacia	Costi di hedging	Variazioni lorde del fair value rilevate a patrimonio netto	Variazioni lorde del fair value a Conto economico	Variazioni lorde del fair value a Conto economico - Inefficacia
	al 31.12.2019				al 31.12.2018			
Copertura dei tassi di interesse	-	(139)	11	-	-	(38)	11	-
Copertura del tasso di cambio	23	345	(339)	-	17	39	(55)	-
Derivati di hedging	**23**	**206**	**(328)**	**-**	**17**	**1**	**(44)**	**-**

33.2 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 2019 e al 31 dicembre 2018 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse	**3.465**	**4.661**	**329**	**304**	**3.565**	**4.799**	**(410)**	**(368)**
Interest rate swap	3.465	4.661	329	304	3.565	4.799	(410)	(368)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio	**3.030**	**3.638**	**100**	**88**	**3.457**	**3.750**	**(111)**	**(91)**
Forward	2.818	3.434	87	83	3.245	3.546	(96)	(84)
Option	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swap	212	204	13	5	212	204	(15)	(7)
Derivati FVTPL su altro	**358**	**203**	**53**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**
Equity swap	358	203	53	11	-		-	
Totale derivati FVTPL	**6.853**	**8.502**	**482**	**403**	**7.022**	**8.549**	**(521)**	**(459)**

Al 31 dicembre 2019 i derivati al fair value through profit or loss su tassi di interesse, cambio e altro presentano un valore nozionale complessivamente pari a 13.875 milioni di euro (17.051 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e un fair value complessivamente negativo pari a 39 milioni di euro (negativo per 56 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio, pari a 7.030 milioni di euro, sono relativi, principalmente, a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato (per 3.565 milioni di euro) e intermediate con le società stesse per 3.465 milioni di euro.
Il valore nozionale complessivo evidenzia una riduzione, rispetto al precedente esercizio, pari a 2.430 milioni di euro. In particolare, si rileva che la riduzione delle operazioni verso mercato per 1.234 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio, è imputabile principalmente ai seguenti fenomeni:

- 1.250 milioni di euro relativi alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge;
- 234 milioni di euro a fronte di interest rate swap giunti a naturale scadenza o ridotti per effetto delle quote di ammortamento;
- 250 milioni di euro relativi a nuovi interest rate swap.

I contratti forward verso il mercato, per un ammontare nozionale di 3.242 milioni di euro (3.570 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riferiscono principalmente a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche nell'ambito del relativo processo di approvvigionamento da parte delle società del Gruppo e intermediate in modo speculare con il mercato, ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di commodity non energetiche e di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), nonché ai flussi attesi in valute diverse dall'euro relativi ai costi operativi della fornitura di servizi cloud. Le variazioni del valore nozionale e del fair value, rispetto al precedente esercizio, sono connesse alla normale operatività.
I cross currency interest rate swap, per un ammontare nozionale di 212 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riferiscono alle operazioni di copertura del rischio cambio dell'indebitamento delle società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro, e intermediate in modo speculare con il mercato. L'incremento del valore nozionale dei cross currency interest rate swap, pari a 8 milioni di euro, è imputabile principalmente a cross currency interest rate swap giunti a naturale scadenza per un ammontare di 1.229 milioni di euro. Il valore del nozionale e del fair value risente, inoltre, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise.

34. Fair value measurement

La Società determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale misurazione è richiesta dai princípi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il valore stimato di scambio che si percepirebbe per la vendita di un'attività finanziaria o si riceverebbe per l'acquisto di una passività finanziaria. La sua stima 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 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 le disclosure con l'obiettivo di valutare quanto segue:

- per le attività e le passività valutate al fair value nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni; e
- per le valutazioni ricorrenti al fair value effettuate utilizzando input significativi non osservabili (Livello 3), l'effetto delle valutazioni sull'utile (perdita) di esercizio o sulle altre componenti di Conto economico complessivo del periodo.

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.

Il fair value di un contratto derivato 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 Reuters (WMR) Company. Per i contratti relativi a commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 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 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. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il fair value 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.

34.1 Attività valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività 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 valutazione al fair value.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	**Fair value al 31.12.2019**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value al 31.12.2019**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di cambio	33	605	-	605	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**605**	-	**605**	-	**-**	-	-	-
Fair value hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge		-	-	-	-	**-**	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	329	-	329	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	11	-	11	-	90	-	90	-
- altro		-	-	-	-	53	-	53	-
Totale fair value through profit or loss		**340**	-	**340**	-	**143**	**-**	**143**	**-**
TOTALE		**945**	-	**945**	-	**143**	**-**	**143**	**-**

34.2 Passività valutate 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 valutazione al fair value.

Milioni di euro		Passività non correnti				Passività correnti			
	Note	**Fair value al 31.12.2019**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value al 31.12.2019**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	284	-	284	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	910	-	910	-	5	-	5	-
Totale cash flow hedge		**1.194**	**-**	**1.194**	**-**	**5**	**-**	**5**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	330	-	330	-	79	-	79	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	12	-	12	-	99	-	99	-
Totale fair value through profit or loss		**342**	**-**	**342**	**-**	178	**-**	**178**	**-**
TOTALE		**1.536**	**-**	**1.536**	**-**	183	**-**	**183**	**-**

34.3 Passività non valutate 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		Passività			
	Note	Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	9.073	9.073	-	-
- tasso variabile	31.2.1	966	70	896	-
Totale obbligazioni		**10.039**	**9.143**	**896**	**-**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		-	-	-	-
- tasso variabile	31.2.1	554	-	554	-
Totale finanziamenti bancari		**554**	**-**	**554**	**-**
Finanziamenti non bancari:					
- contratti di leasing a tasso fisso		2	-	2	-
Totale finanziamenti non bancari		**2**	-	2	-
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	31.2.1	2.655	-	2.655	-
- tasso variabile		4.023	-	4.023	-
- contratti di leasing a tasso fisso		1	-	1	-
Totale finanziamenti da società del Gruppo		**6.679**	**-**	**6.679**	**-**
TOTALE		**17.274**	**9.143**	**8.131**	**-**

35. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di Corporate Governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza nonché di correttezza procedurale e sostanziale.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo https://www.enel.com/it/investors1/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate) 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 2019 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.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla Società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2019

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2019	al 31.12.2019	2019		2019	
Imprese controllate						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	69	-	-	-	-	1
Enel Chile SA	23	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Brasil SA	33	-	-	-	-	10
Enel X Srl	3	4	-	-	-	3
Enel X Italia SpA	2	9	-	-	-	-
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	3	-	-	-	6
Endesa Generación SA	-	1	-	1	-	1
Endesa Red SA	2	-	-	-	-	-
Endesa SA	7	4	-	-	-	3
E-Distribuție Banat SA	5	-	-	-	-	1
E-Distribuție Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuție Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
e-distribuzione SpA	197	6	-	-	-	23
Enel Distribución Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Energia SpA	40	54	-	-	-	10
Enel Iberia SLU	476	4	-	3	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	13	2	-	1	-	13
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Costanera SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	1
Enel Innovation Hubs Srl	-	-	-	4	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	5	-	3	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	3	-	2	-	-
Enel Russia PJSC	13	-	-	-	-	3
Enel Produzione SpA	106	3	-	-	-	6
Enel Romania Srl	4	2	-	-	-	1
Enel Italia SpA	25	10	-	70	-	9
Servizio Elettrico Nazionale SpA	7	50	-	-	-	3
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1	33	-	-	-	2
Enel.si Srl	-	2	-	-	-	-
Endesa Energía SA	3	2	-	1	-	2
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	1
Rusenergosbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	4	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	1	-	1
Vektor Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Totale	**1.132**	**207**	**-**	**86**	**-**	**111**
Altre parti correlate						
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Totale	**2**	**2**	**-**	**1**	**-**	**2**
TOTALE GENERALE	**1.134**	**209**	**-**	**87**	**-**	**113**

Esercizio 2018

Milioni di euro	Crediti al 31.12.2018	Debiti al 31.12.2018	Costi Beni 2018	Costi Servizi	Ricavi Beni 2018	Ricavi Servizi
Imprese controllate						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	37	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	26	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	5	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	24	-	-	-	-	-
Enel X Srl	-	5	-	1	-	-
Enel X Italia SpA	-	6	-	-	-	-
Endesa Distribución Eléctrica SL	21	3	-	2	-	(5)
Endesa Generación SA	(2)	1	-	1	-	(1)
Endesa Ingeniería SLU	-	1	-	1	-	-
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	3	3	-	1	-	1
E-Distribuție Banat SA	4	-	-	-	-	-
E-Distribuție Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuție Muntenia SA	8	-	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	90	111	-	-	-	8
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	6	47	-	-	-	5
Enel Iberia SLU	1	4	-	3	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	32	-	-	-	9
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	2	2	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	-	2	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5	3	-	3	-	2
Enel Global Thermal Generation Srl	2	-	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	11	-	-	1	-	3
Enel Produzione SpA	44	46	-	-	-	2
Enel Romania Srl	5	1	-	-	-	1
Enel Italia SpA	24	21	-	61	-	7
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	46	-	-	-	2
Enel Sole Srl	4	3	-	-	-	(1)
Enel Global Trading SpA	2	26	-	-	-	-
Endesa Energía SA	2	1	-	1	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	(1)
OpEn Fiber SpA	4	-	-	-	-	4
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	2	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	1	-	-
Vektor Enerji Üretim AŞ	8	1	-	-	-	-
Totale	**386**	**367**	**-**	**78**	**-**	**48**
Altre parti correlate						
Eni	-	-	-	1	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Totale	**2**	**2**	**-**	**2**	**-**	**2**
TOTALE GENERALE	**388**	**369**	**-**	**80**	**-**	**50**

Rapporti finanziari

Esercizio 2019

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2019			2019	
Imprese controllate						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	270
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	175
e-distribuzione SpA	163	53	4.476	16	104	1.507
Enel X Srl	174	-	-	-	1	-
Enel Global Thermal Generation Srl	24	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	8	2.291	1.946	-	8	1.698
Enel Iberia SLU	-	-	-	-	-	1.245
Enel Finance International NV	148	11.307	38.584	207	162	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	2	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	37	-	2.720	-	37	-
Enel Green Power North America Inc.	36	-	9.082	-	20	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	201	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	35	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	30	-	-	-
Enel Green Power SpA	267	-	1.679	12	49	237
Enel Green Power Perú SA	13	-	106	-	8	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1.088	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	1	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	26	-	17	-	1	-
Enel Produzione SpA	658	7	1.548	46	42	245
Enel Italia SpA	3	42	254	3	5	15
Servizio Elettrico Nazionale SpA	146	-	1.217	-	6	75
Enel Sole Srl	1	16	335	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Holding Finance Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	30	230	1.631	160	114	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	23	1	-	-	-
Enel.si Srl	23	-	19	-	1	-
Enelpower SpA	-	34	-	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	22	-	-	-	11	-
Nuove Energie Srl	12	-	85	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	85	-	3.370	-	45	-
OpEn Fiber SpA	207	-	19	-	10	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Enel Green Power Panama SA	-	-	3	-	-	-
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	39
Enel X Italia SpA	-	19	6	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	56	53	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	93	-	1	-
Enel X International Srl	8	-	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	37	-	-	-
Enel Finance America LLC	-	-	751	-	-	-
Enel X Polska Sp. Zo.O.	-	-	11	-	-	-
Enel X UK Limited	-	-	13	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	8	-	-	-
Parque Eólico Pampa	-	-	22	2	4	-
TOTALE GENERALE	**2.091**	**14.083**	**69.507**	**447**	**632**	**5.547**

Esercizio 2018

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2018			2018	
Imprese controllate						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	162
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	157
e-distribuzione SpA	121	370	4.343	23	69	949
Enel X Srl	58	-	-	-	-	-
Enel Global Thermal Generation Srl	12	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	8	1.504	1.912	-	8	792
Enel Iberia SLU	1	-	-	-	1	486
Enel Finance International NV	164	6.095	33.377	802	240	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	47	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	23	-	3.086	-	23	-
Enel Green Power North America Inc.	13	-	6.787	-	12	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	48	-	-	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	12	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	36	-	-	-
Enel Green Power SpA	59	245	1.724	60	97	557
Enel Green Power Perú SA	6	-	271	1	8	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1.113	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	1	-	-	-	-	66
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	17	-	1	-	-	2
Enel Produzione SpA	64	466	1.998	55	35	229
Enel Italia SpA	2	29	236	3	3	16
Servizio Elettrico Nazionale SpA	122	-	1.217	-	7	100
Enel Sole Srl	1	51	321	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Global Trading SpA	89	54	1.614	174	95	-
Enel.Factor SpA	-	-	-	-	-	2
Enel Innovation Hubs Srl	-	21	1	-	-	-
Enel.si Srl	15	-	21	-	1	-
Enelpower SpA	-	35	-	-	-	-
Enel Green Power RSA (PTY) Ltd	11	-	-	-	11	-
Nuove Energie Srl	27	-	86	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	38	-	3.015	-	36	-
OpEn Fiber SpA	127	-	36	-	2	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	37
Enel Green Power Panama SA	-	-	8	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	13	3	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	55	53	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	105	-	-	-
Enel X International Srl	-	19	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	20	-	-	-
Generadora de Montecristo SA	-	-	8	-	-	-
Parque Eólico Pampa	2	-	22	-	2	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	11	-	-	-
Totale	**981**	**8.960**	**61.597**	**1.118**	**652**	**3.555**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**981**	**8.960**	**61.597**	**1.118**	**652**	**3.556**

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

Incidenza sulla situazione patrimoniale

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	al 31.12.2019			al 31.12.2018		
Attività						
Derivati - non correnti	945	332	35,1%	793	306	38,6%
Altre attività finanziarie non correnti	200	191	95,5%	136	125	91,9%
Altre attività non correnti	127	118	92,9%	134	125	93,3%
Crediti commerciali	255	257	-	191	189	99,0%
Derivati - correnti	143	16	11,2%	92	14	15,2%
Altre attività finanziarie correnti	2.883	1.552	53,8%	1.860	536	28,8%
Altre attività correnti	796	759	95,4%	268	74	27,6%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	14.206	6.095	42,9%	13.397	4.141	30,9%
Derivati - non correnti	1.536	9	0,6%	1.395	20	1,4%
Altre passività non correnti	21	8	38,1%	12	9	75,0%
Finanziamenti a breve termine	8.367	7.834	93,6%	5.001	4.715	94,3%
Debiti commerciali	84	41	48,8%	82	43	52,4%
Derivati - correnti	183	76	41,5%	355	53	14,9%
Altre passività finanziarie correnti	234	23	9,8%	276	31	11,2%
Altre passività correnti	2.209	160	7,2%	2.029	317	15,6%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2019			2018		
Ricavi	114	113	99,1%	53	50	94,3%
Servizi e altri costi operativi	261	86	33,0%	275	79	28,7%
Proventi da partecipazioni	5.548	5.547	100,0%	3.567	3.556	99,7%
Proventi finanziari da contratti derivati	1.003	369	36,8%	1.626	437	26,9%
Altri proventi finanziari	273	263	96,3%	320	215	67,2%
Oneri finanziari da contratti derivati	925	313	33,8%	1.581	1.033	65,3%
Altri oneri finanziari	775	134	17,3%	768	85	11,1%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2019			2018		
Cash flow da attività operativa	3.995	(1.098)	-27,5%	3.449	1.574	45,6%
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.399)	1.149	-47,9%	(2.587)	397	-15,3%
Cash flow da attività di finanziamento	550	2.256	-	(1.344)	4.333	-

36. 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 2019, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti.

Euro

Soggetto beneficiario	Importo erogato	Descrizione del contributo versato
Ashoka Italia Onlus	75.000	Erogazione liberale per promuovere la crescita sostenibile nel territorio
European University Institute	103.000	Erogazione liberale a sostegno delle attività di ricerca
Fondazione Centro Studi Enel	50.000	Erogazione liberale a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Fondazione MAXXI	600.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	650.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Elettrici senza frontiere Onlus	40.000	Erogazione liberale per energia dello sviluppo
Fondazione Teatro alla Scala	600.000	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Stichting Global Reporting Initiative	106.500	Erogazione liberale per il 2019
Fondazione Opes Onlus	40.000	Erogazione liberale per il 2019
Enel Cuore Onlus	40.000	Contributo anno 2019
Totale erogazioni effettuate	**2.704.500**	

37. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	25	25	-
- imprese controllate	69.507	61.597	7.910
Totale	**69.532**	**61.622**	**7.910**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano sostanzialmente una fideiussione bancaria a favore del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) di 25 milioni di euro acquisita a seguito della fusione per incorporazione di Enel South America in Enel SpA.

Le altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- per 38.084 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di emissioni obbligazionarie sui mercati europei e internazionali;
- per 17.455 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse delle diverse società del perimetro Enel Green Power per lo sviluppo di nuovi progetti in linea con il piano industriale;
- per 3.397 milioni di euro alle garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi a e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power, Enel Green Power Perú, Enel Sole ed Enel X Mobility;
- per 1.407 milioni di euro a garanzie in favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse nell'interesse di e-distribuzione, beneficiaria del mutuo Enel Efficienza Rete II;
- per 1.150 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Servizio Elettrico Nazionale SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- per 969 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore dell'INPS nell'interesse di varie società del Gruppo, i cui dipendenti hanno aderito alla manovra strutturale di adeguamento dell'organico (art. 4 legge n. 92/2012);
- per 827 milioni di euro a garanzie rilasciate all'amministrazione finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo", nell'interesse delle società Enel Italia, Enel Innovation Hubs, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enelpower, Nuove Energie, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole ed Enel X Italia;
- per 751 milioni di euro per garanzie emesse nell'interesse della società di diritto americano Enel Finance America LLC, a copertura del programma di commercial paper presso il mercato nordamericano;
- per 646 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna nell'interesse di e-distribuzione, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enel Energia ed Enel X Italia relative alle "Convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";
- per 500 milioni di euro per garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di Euro commercial paper;
- per 336 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas nell'interesse di Enel Global Trading, di Enel.si e di Enel Produzione per "capacità di trasporto gas";
- per 300 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici, nell'interesse di Enel Global Trading e di Enel Produzione;
- per 50 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading GmbH e nell'interesse di Enel Global Trading per "acquisti di energia elettrica";
- per 50 milioni di euro a una garanzia rilasciata a E.ON Energy Trading nell'interesse di Enel Global Trading per "attività di trading sul mercato elettrico";
- per 32 milioni di euro a una garanzia rilasciata in favore di Wingas GmbH & CO.KG e nell'interesse di Enel Global Trading per "forniture di gas";
- per 34 milioni di euro alla garanzia rilasciata nell'interesse di Enel Italia in favore di Excelsia Nove per il corretto adempimento degli obblighi derivanti dai contratti di locazione;
- per 3.519 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla holding nell'interesse delle società controllate.

Rispetto al 31 dicembre 2018, l'incremento delle altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate è principalmente ascrivibile all'emissione di prestiti obbligazionari, nell'ambito della strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato.

In particolare, Enel Finance International NV, la società finanziaria di diritto olandese del Gruppo, controllata da Enel SpA, in data 14 gennaio 2019 ha collocato sul mercato europeo il suo terzo Green Bond, per complessivi 1.000 milioni di euro,

destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel SpA.
In linea con la strategia finanziaria del Gruppo si collocano le emissioni dei due "General Purpose SDG Linked Bond" destinati a investitori istituzionali sul mercato statunitense e sui mercati internazionali per un totale di 1,5 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore di circa 1,4 miliardi di euro, e sul mercato europeo per un totale di 2,5 miliardi di euro, legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite, entrambi garantiti da Enel SpA.
Si evidenzia, inoltre, che Enel SpA in qualità di controllante ha concesso a favore di alcune società del Gruppo lettere di patronage essenzialmente relative a operazioni di cessione di crediti.

38. Attività e passività potenziali

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 getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte che si sarebbero verificate dal 1999 al 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 13 imputati di Enel Produzione: (i) l'assoluzione di nove di essi per non aver commesso il fatto; (ii) il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati per due imputati; (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefici 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 dai dipendenti condannati e dal responsabile civile Enel Produzione; analogo appello è stato proposto dal dipendente per il quale era stata dichiarata la prescrizione. L'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.
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. L'istruttoria dibattimentale proseguirà il 27 aprile 2020.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

In data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato l'avvio di un procedimento per presunto abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) contestando, tra l'altro, una strategia escludente per aver posto in essere alcune condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero (EE).

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 nei confronti delle società Enel, SEN ed EE di una sanzione amministrativa pecuniaria di 93.084.790,50 euro, per abuso di posizione dominante in violazione dell'art. 102 del TFUE.

La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia escludente realizzata mediante l'utilizzo illegittimo dei dati della base clienti tutelata, acquisiti con il meccanismo del consenso privacy per finalità commerciali.

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, l'AGCM è giunta alla conclusione che le evidenze istruttorie non hanno fornito un quadro probatorio sufficiente a imputare alle società del Gruppo Enel alcuna condotta abusiva.

Avverso il provvedimento, SEN, EE ed Enel hanno rispettivamente presentato ricorso al TAR Lazio. Con sentenze del 17 ottobre 2019, il TAR Lazio ha disposto: (i) l'accoglimento parziale dei ricorsi di EE e SEN in relazione all'illegittimità della determinazione della sanzione che ha, per l'effetto, annullato, ordinando all'AGCM il ricalcolo della stessa secondo specifici parametri che sono poi stati definiti dal medesimo TAR Lazio nelle sentenze definitive, con particolare riguardo alla sostanziale riduzione del periodo del presunto illecito; (ii) il rigetto del ricorso di Enel relativo alla sola parental liability imputatale in qualità di capogruppo. Le tre società hanno presentato appello dinanzi al Consiglio di Stato e, in particolare, EE e SEN, per non aver ritenuto congrua la riduzione del periodo del presunto abuso di cui alle sentenze di parziale accoglimento del TAR Lazio ed Enel, per richiedere l'integrale accoglimento delle proprie ragioni. Anche l'AGCM ha presentato appello incidentale contro le sentenze del TAR Lazio, chiedendo il ripristino della stazione originaria.

Nelle more della predisposizione e della notifica dei ricorsi in appello, il 6 dicembre 2019 l'AGCM, con proprio provvedimento notificato il successivo 13 dicembre 2019, ha rideterminato la sanzione riducendola a 27.529.786,46 euro.

SEN, EE ed Enel hanno quindi notificato all'AGCM e depositato avanti al Consiglio di Stato alcune istanze di sospensiva dell'esecutività della sanzione, seppur nel suo ammontare rideterminato, allo scopo di richiedere la sospensione del relativo pagamento fino all'esito del giudizio di appello. 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 e la conseguente decisione finale al 21 maggio 2020.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG SpA in Italia, 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 circa il presunto inadempimento di Enelpower a un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA, 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. Albania BEG Ambient Shpk, 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 SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedevano la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse

ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. La prossima udienza, fissata il 13 novembre 2019, è stata rinviata al 7 maggio 2020.
Il 5 novembre 2016 Enel SpA ed Enelpower SpA 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 per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Albania BEG Ambient Shpk aveva avviato due procedimenti di exequatur della sentenza albanese dinanzi ai tribunali dello Stato di New York e d'Irlanda che si sono entrambi conclusi favorevolmente per Enel SpA ed Enelpower SpA, 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 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.
Successivamente all'instaurazione del giudizio dinanzi al Tribunal de Grande Instance, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, tra il 2012 e il 2013 sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti Saise Conservatoire de Créances (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.
Il 29 gennaio 2018 il Tribunal de Grande Instance ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad Albania BEG Ambient Shpk 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 Tribunal de Grande Instance 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 Albania BEG Ambient Shpk.
Albania BEG Ambient Shpk ha proposto appello avverso la citata sentenza. L'udienza dinanzi la Corte d'Appello di Parigi è fissata il 9 giugno 2020 ed è in corso lo scambio di memorie tra le parti.

Olanda

A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient Shpk di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.
Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza del Tribunale di Amsterdam emessa nella stessa data. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk. La Corte è giunta a questa conclusione dopo aver affermato la propria giurisdizione sulla domanda subordinata di Albania BEG Ambient Shpk

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 Albania BEG Ambient Shpk che, al contrario, è stata condannata dalla Corte d'Appello a rimborsare alle società appellanti i danni sofferti per aver subito 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 si è appreso che Albania BEG Ambient Shpk ha depositato un ricorso dinanzi alla Corte Suprema olandese.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Parallelamente, Albania BEG Ambient Shpk 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.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

In data 10 agosto 2018 è stato notificato a e-distribuzione il decreto di citazione diretta a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per il 23 maggio 2019. Il procedimento coinvolge, oltre che e-distribuzione SpA, per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, anche un suo dipendente, nonché alcune società terze e loro esponenti. Il procedimento è stato avviato per la presunta commissione del reato di gestione di rifiuti non autorizzata (art. 256 TUA) e per la violazione di prescrizioni del Codice dei Beni Culturali (decreto legislativo n. 42/2004), in relazione ad alcuni lavori di rimozione di una linea elettrica. Il 16 gennaio 2020 si è tenuta l'ultima udienza nella quale la stessa Procura di Milano aveva concluso per l'assoluzione del dipendente di e-distribuzione SpA (e, di conseguenza, della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001) che è stata poi confermata dalla sentenza di assoluzione emessa dal Tribunale di Milano il 23 gennaio 2020.

39. Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei princípi, modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia per la Società è successiva al 31 dicembre 2019:

> "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", emesso a marzo 2019. Il documento delinea le modifiche ai princípi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", emesso a marzo 2018, che prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. Il Conceptual Framework revised e le modifiche summenzionate saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020.

> "Amendments to IAS 1 and IAS 8 - *Definition of Material*", emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di "materialità" fra princípi e chiarirne alcuni aspetti. La nuova definizione prevede quanto segue: "l'informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> "Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 - *Interest Rate Benchmark Reform*", emesso a settembre 2019, prevede alcune modifiche alle disposizioni in tema di hedge accounting e alcuni obblighi di informazioni aggiuntive durante il periodo di transizione (ossia, fino alla definizione di un Interest Rate Benchmark alternativo ufficiale). Al riguardo, va notato che la riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti dell'hedge accounting e la posizione finanziaria nettaquando saranno definiti i tassi alternativi.

> "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 che il diritto di una società a differire il regolamento deve esistere alla data di riferimento;
  - 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;
  - come le condizioni di prestito influenzano la classificazione; e
  - che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altre attività o servizi.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

La Società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

40. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Riassetto societario delle partecipazioni italiane

Il 1° gennaio 2020 si è realizzata la riorganizzazione delle partecipazioni di Enel nelle società italiane mediante conferimento del ramo d'azienda denominato "Enel Italia".

Attraverso tale operazione, in linea con il processo di semplificazione e ottimizzazione della struttura societaria del Gruppo già concluso o avviato nei principali Paesi di presenza, si intende procedere a una razionalizzazione della struttura societaria del Gruppo Enel in Italia, separando le risorse dedicate alla gestione dei diversi business italiani dalle funzioni globali e dalle partecipazioni estere.

A fronte dell'attuale organigramma societario, Enel SpA all'esito del progetto controllerà direttamente una sub-holding italiana – ruolo assunto dall'attuale Enel Italia SpA – che, a sua volta, deterrà tutte le partecipazioni afferenti al perimetro nazionale.

In particolare, Enel ha conferito a Enel Italia un ramo d'azienda composto dalle partecipazioni nelle società Enel Energia SpA, Servizio Elettrico Nazionale SpA, e-distribuzione SpA e, al netto dei rami d'azienda globali trasferiti con operazioni di scissione, le partecipazioni di Enel Produzione SpA e di Enel Green Power Italia Srl (società di nuova costituzione destinata ad accogliere le attività italiane della scissa Enel Green Power SpA).

Il ramo conferito, del valore complessivo pari a 12.147 milioni di euro, comprende inoltre il personale di staff e quello dedicato ai servizi finanziari svolti a favore delle controllate italiane, una quota parte del debito verso Enel Finance International NV necessaria per dotare Enel Italia di una equilibrata struttura finanziaria e i contratti, i crediti e i debiti connessi alle componenti del ramo di cui sopra.

Scissione parziale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA

In conformità al progetto di scissione approvato dall'Assemblea Straordinaria della società scissa in data 3 ottobre 2019 e dal Consiglio di Amministrazione della società beneficiaria in data 24 ottobre 2019, il 17 gennaio 2020 si è perfezionato l'atto di scissione parziale di Enel Green Power SpA (EGP) in favore di Enel SpA.

Il compendio scisso prevede l'assegnazione, in favore di Enel, (i) delle partecipazioni totalitarie detenute da EGP in Enel North America Inc. (sino all'8 ottobre 2019 denominata Enel Green Power North America Inc.) ed Enel Green Power Development North America LLC, rappresentative dell'intero capitale sociale di queste ultime e (ii) di un contratto di finanziamento intercompany con Enel Finance International NV.

Trattandosi di scissione di società interamente posseduta dalla società beneficiaria, non è previsto alcun rapporto di cambio e alcun aumento del capitale sociale della società beneficiaria.

La scissione comporterà una riduzione del patrimonio netto della società scissa alla data della relativa contabilizzazione per un importo pari a 1 milione di euro, pari al valore netto contabile del compendio scisso alla data del 30 giugno 2019, e un aumento di pari importo delle riserve di patrimonio netto di Enel SpA.

La scissione avrà efficacia giuridica, contabile e fiscale a decorrere dal 1° febbraio 2020.

Pandemia da coronavirus (COVID-19)

L'epidemia del nuovo Coronavirus (COVID-19) è iniziata a Wuhan, in Cina, ed è stata segnalata per la prima volta dalle autorità nazionali all'Organizzazione Mondiale della Sanità il 30 dicembre 2019.

Fino dalle prime settimane del 2020, pur in presenza di una forte sensibilizzazione sul tema da parte di organizzazioni internazionali, l'epidemia appariva circoscritta solo ad alcune aree del Sud-Est asiatico e del Medio Oriente, interessando esclusivamente talune regioni della Cina, la Corea del Sud e l'Iran.

Nella seconda metà di febbraio, i primi sporadici casi conclamati di COVID-19 in Italia hanno dato inizio a una seconda fase dell'epidemia, con una rapida escalation della sua diffusione in ambito europeo. Recentemente, l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha confermato che l'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha assunto la connotazione di pandemia e, a poco più di due mesi dalla sua iniziale segnalazione, il numero di casi identificati al di fuori della Cina ha superato complessivamente quelli segnalati all'interno del Paese in cui l'epidemia si è generata. Ciò è dovuto alla crescente diffusione del virus in Europa, dove Italia e Spagna annoverano a oggi il maggior numero di contagi, alla rapida ascesa negli Stati Uniti, nonché al diffondersi dei primi focolai in America Latina e Africa.

Per contenere gli effetti del contagio, in attesa che la sperimentazione medica giunga all'individuazione di un vaccino somministrabile all'uomo, i Governi dei diversi Paesi hanno adottato numerose misure di contenimento, essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone, che potranno essere mantenute, oppure incrementate, sulla base della futura diffusione del virus.
A tale riguardo, il Gruppo 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.
In particolare, la gestione della continuità aziendale è assicurata soprattutto grazie a:

- l'estensione al personale remotizzabile, nei Paesi di maggiore presenza del Gruppo, della modalità di lavoro agile (smart working), introdotta già da alcuni anni, che, grazie agli investimenti in digitalizzazione, consente di lavorare da remoto a parità di livelli di efficienza ed efficacia;
- l'utilizzo di infrastrutture digitalizzate che consentono di assicurare il normale funzionamento degli asset produttivi, la continuità del servizio elettrico e di gestire da remoto tutte le attività relative al mercato e al rapporto con il cliente.

È operativa, altresì, una Global Task Force Enel, istituita anche a livello Paese, che ha lo scopo di coordinare e indirizzare le azioni da intraprendere nei Paesi di presenza del Gruppo, in sinergia con le Linee di Business tecnologiche globali.
In osservanza delle recenti raccomandazioni dell'ESMA dell'11 marzo 2020, il Gruppo ha avviato delle 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 che attengono essenzialmente alle dimensioni di analisi di seguito riportate:

- previsione degli impatti di natura macroeconomica sulle principali aree di interesse e nei principali Paesi di presenza del Gruppo;
- previsione delle quotazioni di energia elettrica e gas nei mercati energetici e delle altre materie prime;
- previsione degli impatti sulla domanda elettrica nei Paesi in cui opera il Gruppo, influenzata dalle diverse misure di contenimento alla diffusione dei contagi adottate a livello locale;
- analisi dei possibili ritardi sulle forniture e sugli appalti, a livello di supply chain di singola business line, in funzione delle misure restrittive introdotte in alcuni Paesi alle attività produttive.

Sulla base delle attuali informazioni disponibili, in uno scenario in continua evoluzione, è attivo un monitoraggio costante delle modifiche delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la miglior stima dei potenziali impatti sul Gruppo e permetterne la mitigazione con dei piani di reazione/contingency.
Grazie alla diversificazione geografica del Gruppo, al suo modello di business integrato lungo la catena del valore, a una solida struttura finanziaria, nonché al livello di digitalizzazione raggiunto che permette di garantire la continuità delle attività operative con lo stesso livello di servizio, non si hanno al momento evidenze di impatti significativi del COVID-19 sul Gruppo.

41. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2019 riconosciuti – da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2019 – alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo network a fronte di prestazioni di servizi, sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (milioni di euro)
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- EY SpA	1,0
	- entità della rete EY	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	1,1
	- entità della rete EY	-
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	-
	- entità della rete EY	-
Totale		**2,1**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- EY SpA	2,8
	- entità della rete EY	10,3
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	1,5
	- entità della rete EY	2,4
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	-
	- entità della rete EY	0,1
Totale		**17,1**
TOTALE		**19,2**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2019, 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 dell'impresa e
   b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2019 e il 31 dicembre 2019.
2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA 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 di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2019:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione 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.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2019, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

Roma, 19 marzo 2020

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

4. 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 2019

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2019 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 il processo di selezione e 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 aderisce;
- l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;

- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono 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 2019 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2019");
- 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 2019 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 2019. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2019 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 2019 – 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 2019, nonché in base a quanto

disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2019 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. Riguardo ai princìpi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio individuale sono riportati (i) i princìpi applicati per la prima volta nel 2019, che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento e (ii) i princìpi di futura applicazione. Il Bilancio individuale 2019 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY 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 conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY 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 2019 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 2019, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2019 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. Riguardo ai princìpi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio consolidato sono riportati (i) i princìpi applicati per la prima volta nel 2019 e, in particolare, l'IFRS 16 Leasing, con puntuale illustrazione dei relativi impatti a livello di Stato Patrimoniale e Conto Economico e (ii) i princìpi di futura applicazione. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2019 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY 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 conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY 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 EY S.p.A. ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2019 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione EY 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 27 ottobre 2015), intese ad assicurare una maggiore 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 2020, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2019;

- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2019 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 2020, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2019 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 2019 – 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 Infrastructure and Network*, *Global Power Generation*, *Global Trading* 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 e Affari Euro-Mediterranei, 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. 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 della Società di revisione, avendo ricevuto in data odierna dalla stessa EY S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. e) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte di EY S.p.A. e delle entità appartenenti al relativo *network*, i cui corrispettivi 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 della Società di revisione EY S.p.A.

  Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

  Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione EY S.p.A. ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2019, 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. 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.

La medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") riferita all'esercizio 2019;

- per quanto concerne le attività svolte da parte del Collegio Sindacale nel corso del 2019 in relazione all'espletamento di apposita procedura di selezione intesa al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti di Enel per il periodo 2020-2028, si rinvia a quanto indicato (i) nella Relazione di cui all'art. 153 del Testo Unico della Finanza, approvata dal Collegio Sindacale in data 17 aprile 2019 e indirizzata all'Assemblea ordinaria degli Azionisti del 16 maggio 2019, nonché (ii) nell'apposita relazione illustrativa sul sesto argomento all'ordine del giorno della medesima Assemblea;
- 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 dalla Società di revisione EY 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 2019 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 alla funzione *Audit* della Società, ciascuna per quanto di competenza in relazione alla differente natura dei vari controlli) 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 2019;

- 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 la maggior parte 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 2020, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2019, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2020-2024 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- abbiamo ricevuto nel corso del 2019 una denuncia riferita a fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile, formulata da un Socio in occasione dello svolgimento dell'Assemblea degli Azionisti del 16 maggio 2019. In particolare, tale denuncia ha riguardato un'asserita arbitraria individuazione da parte del Presidente dell'Assemblea del tempo messo a disposizione degli Azionisti per richiedere ed effettuare i propri interventi, in violazione alle disposizioni del Regolamento assembleare. Il Collegio Sindacale, effettuate le opportune verifiche con il supporto della Funzione Affari Legali e Societari, non ha riscontrato irregolarità da segnalare e ha informato l'Azionista interessato circa l'esito delle analisi svolte. Non sono pervenuti esposti a codesto Collegio Sindacale nel corso del 2019;
- abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina, cui la Società aderisce, 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 2019.

Nel mese di marzo 2019 e, da ultimo, nel mese di febbraio 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 2019.

Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale – nel mese di maggio 2019 e, da ultimo, 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 2019 e durante i primi due mesi del 2020, 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 all'esercizio 2018 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 2019 mostrano un quadro positivo del funzionamento del Collegio Sindacale di Enel, dal quale emerge che tale organo – pur avendo significativamente modificato la propria composizione in occasione del rinnovo disposto dall'assemblea ordinaria del 16 maggio 2019 – ha saputo adottare modalità di funzionamento efficaci ed efficienti, nonché allineate al quadro normativo di riferimento, come attestato dalla società di consulenza incaricata.

Nel corso del 2019 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", che si è articolato in 4 incontri ed è stato organizzato dalla Società per fornire ad Amministratori e Sindaci 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 2019;

- 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 2019, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi di natura non finanziaria richiamati dall'art. 3, comma 1 del Decreto 254, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione EY S.p.A. ha rilasciato, ai sensi dell'art. 3, comma 10 del Decreto 254 e dell'art. 5 del Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018, l'attestazione circa la conformità delle informazioni fornite nella medesima dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rispetto a quanto richiesto dalla normativa vigente;
- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di settembre 2018) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento (consultabile sul sito internet aziendale) contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;
- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato, da ultimo nel mese di dicembre 2019, 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 2019. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento adotta una composizione collegiale. Dal mese di dicembre 2017 tale organismo risulta composto da tre membri esterni dotati 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 2019 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 2019 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 5 febbraio 2019) in merito al Piano di *Audit* 2019, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2019, 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 Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019 di cui all'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 2 aprile 2020 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla *best practice*, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, e perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-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 Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019 di cui all'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza è contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB

di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2019 da parte dei dirigenti con responsabilità strategiche (per questi ultimi in forma aggregata) e dai componenti dell'organo di controllo.

Il Collegio Sindacale ha inoltre vigilato sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2020, senza riscontrare criticità. Ha formato oggetto di verifica, in particolare, la coerenza delle diverse misure previste da tale politica rispetto alle disposizioni della Direttiva (UE) 2017/828 (il cui recepimento nell'ordinamento italiano non risulta ancora completato alla data della presente Relazione), alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, nonché 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.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2019 nel corso di 17 riunioni (12 delle quali tenute in forma congiunta con il Comitato controllo e rischi), nonché con la partecipazione alle 14 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi membri, alle 8 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, all'unica riunione del Comitato parti correlate e alle 8 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 EY 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 in corso una imponente emergenza sanitaria su scala mondiale dovuta all'epidemia da COVID-19. Le Autorità italiane hanno introdotto rilevanti limitazioni della 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 dell'epidemia da COVID-19, ha tenuto le 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, garantendo, comunque, l'identificazione degli stessi e lo scambio di documentazione, secondo quanto previsto dall'art. 25.4 dello Statuto sociale.

Il Collegio Sindacale segnala altresì che, secondo quanto consentito dall'art. 106, comma 4, del Decreto Legge 17 marzo 2020 n. 18, il Consiglio di Amministrazione della Società ha convocato l'Assemblea ordinaria degli Azionisti per il 14 maggio 2020 in unica convocazione, prevedendo che essa si svolga secondo modalità che consentano ai Soci di intervenirvi esclusivamente tramite il rappresentante designato dalla Società, al quale potranno essere conferite anche deleghe o subdeleghe ai sensi dell'art. 135-*novies* del Testo Unico della Finanza, in deroga rispetto a quanto previsto dall'art. 135-*undecies*, comma 4, del medesimo 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 svolgerà nei prossimi mesi la propria attività di vigilanza in stretto coordinamento con il Consiglio di Amministrazione, per verificare gli impatti economici e finanziari per la Società e il Gruppo Enel determinati dall'epidemia 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 EY S.p.A., Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2019 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 8 aprile 2020

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini Presidente

Avv. Romina Guglielmetti – Sindaco

Prof. Claudio Sottoriva – Sindaco

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2019

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

*****

INTEGRAZIONE DEL 30 APRILE 2020

*****

Signori Azionisti,

con riferimento a quanto indicato nella Relazione in oggetto (nel testo approvato dal Collegio Sindacale in data 8 aprile 2020) con riferimento all'attività di vigilanza svolta dal Collegio sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2020 (la "Politica di Remunerazione"), informiamo di avere partecipato alla riunione del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni di Enel S.p.A. svoltasi il 28 e 29 aprile 2020 e alla successiva riunione del Consiglio di Amministrazione svoltasi lo stesso 29 aprile 2020 in cui sono stati riesaminati alcuni contenuti della medesima politica.

In particolare, si segnala che nell'indicata riunione del 29 aprile 2020 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, ha disposto di modificare ed integrare alcuni elementi della Politica di Remunerazione, valorizzando, in particolare, taluni obiettivi di sostenibilità cui è collegata la componente variabile di breve termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel S.p.A. e la componente variabile di lungo termine della remunerazione del *top management* del Gruppo Enel.

Il Collegio ha, inoltre, verificato che tali interventi, riguardando documenti già pubblicati in vista dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti convocata per il 14 maggio 2020 in unica convocazione, siano stati oggetto di informativa al mercato a mezzo di comunicato stampa tempestivamente pubblicato dalla Società.

Roma, 30 aprile 2020

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini Presidente

Avv. Romina Guglielmetti – Sindaco

Prof. Claudio Sottoriva – Sindaco

Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2019 di Enel SpA

Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

EY
Building a better working world

EY S.p.A.
Via Lombardia, 31
00187 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 324755504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal 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 d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2019, 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. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

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

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 dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Recuperabilità delle partecipazioni	
Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 include tra le attività non correnti Partecipazioni per Euro 47.858 milioni. La Direzione valuta almeno annualmente la presenza di indicatori di impairment di ciascuna partecipazione, coerentemente con la propria strategia di gestione delle entità legali all'interno del gruppo e, qualora questi si manifestino, assoggetta ad impairment test tali attività. I processi e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna partecipazione sono basate su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, in particolare, all'identificazione di indicatori di impairment, alla previsione dei flussi di cassa futuri per il periodo di riferimento del Piano Industriale 2020-2024, alla determinazione dei flussi di cassa normalizzati alla base della stima del valore terminale e alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e dei tassi di attualizzazione. L'informativa di bilancio relativa alla recuperabilità delle partecipazioni è riportata alla nota di commento *2. "Principi contabili e criteri di valutazione – Uso di stime - Recuperabilità delle partecipazioni"*, alla nota di commento *13. "Partecipazioni"* e alla nota di commento *5.c "Ammortamenti e impairment"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi della procedura di impairment delle partecipazioni e dei relativi controlli posti in essere dalla Società; • l'analisi dei criteri di identificazione di indicatori di impairment; • l'analisi delle principali assunzioni del Piano Industriale 2020-2024 e dei relativi flussi di cassa futuri, incluso il confronto con dati e previsioni di settore; • l'analisi della coerenza delle previsioni dei flussi di cassa futuri di ciascuna partecipazione con il Piano Industriale 2020-2024; • la valutazione circa la capacità del management di formulare previsioni accurate, mediante confronto tra i dati storici consuntivati e le precedenti previsioni; Nello svolgimento delle verifiche ci siamo avvalsi dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione, al fine di verificare le metodologie utilizzate nel processo, l'accuratezza matematica del modello, la ragionevolezza dei tassi di crescita a lungo termine e del tasso di attualizzazione. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Building a better working world

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

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

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

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

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

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

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;

Building a better working world

- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (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 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) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio 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.

Building a better working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

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 della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione 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. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2019 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 d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2019 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. 27 gennaio 2010, n. 39, 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.

Roma, 8 aprile 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Revisore Legale)

Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria

Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria degli azionisti del 14 maggio 2020

L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel SpA, riunitasi in Roma in unica convocazione il 14 maggio 2020, in via Ombrone n. 2, ha:

1. approvato il Bilancio civilistico di Enel SpA al 31 dicembre 2019, prendendo inoltre atto sia dei risultati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, che si è chiuso con un utile netto di pertinenza del Gruppo di 2.174 milioni di euro, sia della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, parimenti riferiti all'esercizio 2019;

2. deliberato:
   (i) di destinare l'utile netto dell'esercizio 2019 di Enel SpA, pari a 4.791.594.028,56 euro, come segue:
      a) alla distribuzione in favore degli azionisti:
         > 0,16 euro per ognuna delle 10.165.130.794 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola" (tenuto conto delle 1.549.152 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" indicata nel presente punto elenco), a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020, previo stacco in data 20 gennaio 2020 della cedola n. 31 e "record date" (ossia, data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso) coincidente con il 21 gennaio 2020, per un importo complessivo pari a 1.626.420.927,04 euro;
         > 0,168 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione alla data di "stacco cedola" del 20 luglio 2020 (al netto delle azioni proprie che risulteranno in portafoglio alla "record date" indicata nel successivo punto (ii)), a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo massimo pari a 1.708.002.230,93 euro;
      b) alla riserva denominata "utili accumulati" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo minimo di 1.457.170.870,59 euro, che potrà incrementarsi in relazione al saldo del dividendo non distribuito a fronte delle azioni proprie che risulteranno in portafoglio alla "record date" indicata nel successivo punto (ii);
   (ii) di porre in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, il saldo del dividendo di 0,168 euro per azione ordinaria – al netto delle azioni proprie che risulteranno in portafoglio alla "record date" appresso indicata – a decorrere dal 22 luglio 2020, con "data stacco" della cedola n. 32 coincidente con il 20 luglio 2020 e "record date" (ossia, data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso) coincidente con il 21 luglio 2020;

3. deliberato:
   (i) di revocare la deliberazione di autorizzazione all'acquisto e alla disposizione di azioni proprie adottata dall'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019;
   (ii) di autorizzare il Consiglio di Amministrazione all'acquisto – in una o più volte ed entro 18 mesi dalla data della deliberazione assembleare – di un massimo di n. 500 milioni di azioni ordinarie della Società, rappresentative del 4,92% circa del capitale sociale di Enel SpA, per un esborso complessivo fino a 2 miliardi di euro; nonché
   (iii) di autorizzare il Consiglio di Amministrazione alla disposizione – in una o più volte e senza limiti temporali – di tutte o parte delle azioni proprie in portafoglio, anche prima di aver esaurito il quantitativo massimo di azioni acquistabile, nonché all'eventuale riacquisto delle azioni stesse in misura tale per cui le azioni proprie detenute dalla Società e, se del caso, dalle società dalla stessa controllate, non superino il limite sopra indicato concernente l'autorizzazione all'acquisto;

4. nominato il Consiglio di Amministrazione, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022, nelle persone dei Signori:
   - Michele Alberto Fabiano Crisostomo - Presidente;
   - Cesare Calari - Consigliere;
   - Costanza Esclapon de Villeneuve - Consigliere;
   - Samuel Georg Friedrich Leupold - Consigliere;
   - Alberto Marchi - Consigliere;
   - Mariana Mazzucato - Consigliere;
   - Mirella Pellegrini - Consigliere;
   - Francesco Starace - Consigliere;
   - Anna Chiara Svelto - Consigliere;

   confermando in 80.000 euro lordi annui il compenso per i componenti del Consiglio di Amministrazione stesso, oltre al rimborso delle spese sostenute in ragione del loro ufficio, dietro presentazione della relativa documentazione giustificativa;

5. deliberato di approvare il Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020 destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, le cui caratteristiche sono descritte in apposito documento informativo predisposto ai sensi dell'art. 84 *bis*, comma 1, del Regolamento Emittenti adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971/1999, e di attribuire al Consiglio di Amministrazione, con facoltà di subdelega, tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano medesimo;

6. per quanto concerne la "Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019" di Enel SpA, con due distinte e separate votazioni, approvato:

   - con deliberazione vincolante, la prima sezione della Relazione stessa, predisposta dal Consiglio di Amministrazione della Società ai sensi dell'art. 123 *ter*, comma 3, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, contenente l'illustrazione della politica della Società in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale, dei dirigenti con responsabilità strategiche e dei componenti del Collegio Sindacale con riferimento all'esercizio 2020, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima;
   - con deliberazione non vincolante, la seconda sezione della Relazione stessa, predisposta dal Consiglio di Amministrazione della Società ai sensi dell'art. 123 *ter*, comma 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, contenente l'illustrazione dei compensi corrisposti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche (per questi ultimi in forma aggregata) nell'esercizio 2019 o a esso relativi.

Concept design e realizzazione
HNTO - Gruppo HDRÀ

Revisione testi
postScriptum di Paola Urbani

Stampa
Varigrafica Alto Lazio

Tiratura: 15 copie

Finito di stampare nel mese di giugno 2020

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni Freelife Cento

Grammatura
120 g/m^2

Numero di pagine
176

COPERTINA

Carta
Fedrigoni Freelife Cento

Grammatura
300 g/m^2

Questa pubblicazione è stampata su carta 100% certificata FSC®

Il presente fascicolo forma parte integrante
della Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*,
comma 1, Testo Unico della Finanza (decreto legislativo
24 febbraio 1998, n. 58)

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 00934061003

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137

enel.com

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE
CONSOLIDATA 2019

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA 2019

Enel is Open Power
Posizionamento
Open Power
Purpose
Open Power for a brighter future. We empower sustainable progress.
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.
Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Visione
Open Power per risolvere alcune tra le più grandi sfide del nostro mondo.
Valori
Fiducia
Proattività
Responsabilità
Innovazione
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.

Futuro: dalla visione all'azione.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019

enel

Cari azionisti, cari stakeholder,

il nostro modello industriale integra pienamente la sostenibilità nella strategia di business. Questo ci ha permesso anche nel 2019 di continuare un percorso di crescita, confermandoci leader nelle principali dimensioni della transizione energetica. Siamo la più grande società privata al mondo di distribuzione di energia elettrica, con 73 milioni di utenti finali concentrati in alcune grandi aree urbane del pianeta e siamo il primo operatore privato nelle energie rinnovabili a livello globale, con 46 GW di capacità gestita(1).
Anche nel retail abbiamo la più estesa customer base al mondo tra le società private, con circa 70 milioni di clienti, e siamo ben posizionati per beneficiare delle opportunità derivanti dal trend di elettrificazione.
Le solide performance, ottenute con continuità negli ultimi anni, rafforzano la fiducia del mercato nei nostri confronti. Nel corso dell'anno il titolo Enel ha registrato un incremento di valore del 40%, superando quota 7 euro, sovraperformando l'indice italiano (FTSE-MIB: +28%) e quello settoriale (Euro STOXX Utilities: +22%), ed è stato inoltre incluso nell'indice STOXX Europe 50, che raggruppa le cinquanta società a maggiore capitalizzazione in Europa.

Il contesto macroeconomico

Il contesto economico mondiale nel 2019 è stato piuttosto debole, perpetuando il rallentamento già iniziato nella seconda metà del 2018. Le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, unitamente a quelle geopolitiche e al persistente clima di incertezza circa l'esito dei negoziati della Brexit, hanno condizionato fino agli ultimi mesi dell'anno le scelte di investimento. A fronte del deterioramento del contesto globale, le banche centrali hanno rivisto la propria politica monetaria, con la Fed e la BCE che hanno tagliato aggressivamente i tassi di interesse e ripristinato il "Quantitative Easing".
Il 2019 è stato altresì segnato dall'ulteriore rallentamento dell'economia cinese, mentre negli Stati Uniti l'economia è rimasta supportata da una domanda interna resiliente, con consumi privati ancora solidi.
Nell'Eurozona la crescita è stata modesta, attestandosi in media sul +1,2%. Tale performance è principalmente dovuta al calo della produzione riconducibile alla debolezza della domanda extra-europea, parzialmente compensata da un mercato domestico piuttosto in salute.
In America Latina il quadro economico del 2019 è stato più debole del 2018 ma eterogeneo, con Paesi, come la Colombia, che hanno mostrato solidità e altri che sono stati più esposti alla volatilità del contesto macroeconomico e politico, come l'Argentina. Il Brasile ha mostrato una forte ripresa dell'attività economica negli ultimi due trimestri del 2019, ma i rallentamenti dell'economia cinese e le pressioni sui prezzi delle commodity ne hanno limitato la crescita del PIL.
Durante il 2019 il mercato petrolifero si è mosso all'insegna della volatilità. Il Brent ha alternato movimenti di prezzo al rialzo e al ribasso. In generale i prezzi sono risultati inferiori rispetto ai livelli dello scorso anno, indicando una debolezza strutturale della domanda globale.
Il mercato del gas è stato caratterizzato da un surplus globale di domanda di GNL che ha contribuito a dirottare i flussi verso l'Europa provocando il massimo riempimento degli stoccaggi e un netto calo dei prezzi.
La diminuzione del prezzo del gas in combinazione con la tensione sul prezzo della CO_2, particolarmente volatile nel corso del 2019, ha determinato un indebolimento della competitività del carbone, specialmente in ambito di generazione termoelettrica, che si è riflesso in un calo di domanda e di prezzo del combustibile.
E proprio alla fine del 2019 si sono registrati a Wuhan (Cina) i primi casi dell'attuale pandemia da Coronavirus (COVID-19) che sta mettendo a dura prova in questi mesi i sistemi sociali ed economici di molti Paesi del mondo.

I risultati economici

Nel 2019 il Gruppo Enel ha proseguito il proprio percorso di crescita centrando tutti gli obiettivi fissati, nonostante il peggioramento della competitività della generazione convenzionale, che ha determinato la svalutazione contabile della quasi totalità del parco impianti a carbone del Gruppo, nonché il perdurare dell'instabilità di alcune economie dell'America Latina. In particolare, il Gruppo ha chiuso l'esercizio con un EBITDA ordinario pari a 17,9 miliardi di euro, in incremento del 10,8% rispetto ai 16,2 miliardi di euro del 2018 e superiore alle indicazioni fornite al mercato. L'utile netto ordinario,

(1) Include, oltre alla capacità installata, anche quella riferita a società collegate o a controllo congiunto (circa 3,7 GW).

sul quale viene calcolato il dividendo, ha raggiunto i 4,8 miliardi di euro, in crescita del 17% rispetto all'anno precedente. Il dividendo per il 2019 ammonta a circa 33 centesimi per azione, in incremento del 17% rispetto ai 28 centesimi del 2018 e al dividendo minimo garantito agli azionisti. Il rapporto FFO su debito netto, indice del livello di solidità finanziaria, ha raggiunto a fine anno il 26%, migliorando il target prefissato per il 2019. Il debito netto è pari a 45,2 miliardi di euro, inferiore alle indicazioni fornite al mercato anche se in crescita rispetto all'anno precedente, a causa dell'applicazione di nuovi princípi contabili, delle operazioni straordinarie concluse nel corso del periodo e dell'incremento degli investimenti destinati alla crescita.

Principali avvenimenti

Per quanto riguarda la generazione, Enel ha raggiunto nel 2019 un nuovo record, costruendo a livello globale 3.029 MW di nuova capacità rinnovabile, grazie a una pipeline di progetti solida, ben diversificata e in continua crescita. La capacità installata consolidata rinnovabile ha raggiunto i 42 GW e ha superato quella termoelettrica, in calo a 39 GW. Si tratta di un passo importante nel cammino del Gruppo verso una matrice energetica più pulita e sostenibile, che è testimoniata anche dalla rapida riduzione delle emissioni specifiche di CO_2, attestatesi a 296 g/kWh$_{eq}$ (-20% rispetto al 2018). È stato così raggiunto con un anno di anticipo l'obiettivo fissato nel 2015 di ridurre le emissioni dirette al di sotto dei 350 g/kWh$_{eq}$.
Il Gruppo ha proseguito lungo il percorso della digitalizzazione delle reti, con un incremento di 5,9 milioni del numero di smart meter di seconda generazione (per un totale di 13,1 milioni) e lo sviluppo di progetti innovativi come il Puglia Active Network (Italia) e l'Urban Futurability (San Paolo, Brasile). Questi progetti sono finalizzati a migliorare la qualità e la resilienza delle reti elettriche, grazie all'utilizzo di tecnologie quali la sensoristica diffusa, l'intelligenza artificiale e la modellazione 3D.
Nel corso dell'anno è proseguito il piano di installazione di infrastrutture di ricarica pubbliche per veicoli elettrici in Italia, Spagna e Romania, e sono stati raggiunti accordi di interoperabilità che consentono ai clienti Enel X di avere a disposizione una rete di 79.565 punti di ricarica. Il Gruppo si è inoltre confermato leader nella transizione energetica, supportando l'elettrificazione del trasporto pubblico grazie alla fornitura di stazioni di ricarica per bus elettrici in Cile e in Colombia. Abbiamo inoltre confermato la nostra capacità di assistere i clienti nell'utilizzare l'energia in modo più efficiente, portando a 6,3 GW i servizi di gestione attiva della domanda e a 110 MW il totale delle batterie installate presso i clienti industriali o direttamente connesse alle reti di distribuzione e trasmissione.
In tema di trasformazione digitale, ad aprile 2019 è stato raggiunto un importante traguardo: il completamento della migrazione dei dati e delle applicazioni del Gruppo sul cloud. Enel è la prima tra le grandi utility mondiali ad aver raggiunto questo obiettivo, con enormi vantaggi in termini di flessibilità, velocità, sicurezza, resilienza oltre che di efficienza. Questo passaggio, inoltre, è determinante in quanto è abilitante tecnologico di nuovi modelli di business, come quelli a piattaforma, che saranno sempre più rilevanti nel futuro prossimo di Enel.
Nell'ambito delle operazioni straordinarie, è stata perfezionata la cessione della centrale a carbone russa di Reftinskaya (3,8 GW) da parte della controllata Enel Russia a JSC Kuzbassenergo, società controllata da Siberian Generating Company. Enel Green Power North America ha effettuato la ristrutturazione della joint venture con General Electric negli Stati Uniti attraverso l'acquisizione del 100% di sette impianti di generazione geotermica, eolica e solare, per un totale di 650 MW, e la vendita dell'80% di un portafoglio di 785 MW di parchi eolici statunitensi a CalPERS.
In Brasile, attraverso la sua controllata Enel Green Power Brasil Participações Ltda, il Gruppo ha finalizzato la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili completamente operativi per un totale di 540 MW alla società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited.
In Italia si segnala la vendita a F2i SGR dell'impianto a biomasse di Mercure, operazione che si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR per la cessione dell'intero portafoglio di impianti a biomasse in Italia.
Infine, nella prima metà del 2019, attraverso un'operazione di Total Return Swap (TRS) sulle azioni di Enel Américas, il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione nel capitale sociale della società del 5%, arrivando a circa il 60%.
Per quanto riguarda la finanza, dopo il terzo Green Bond da 1 miliardo di euro di gennaio, l'anno è culminato con l'emissione di due SDG Linked Bond, i primi titoli obbligazionari al mondo legati direttamente ai Sustainable Development Goals (SDG) fissati dalle Nazioni Unite con l'Agenda 2030. Le due operazioni hanno raccolto complessivamente un controvalore di 3,9 miliardi di euro sul mercato americano ed europeo, destando un grande interesse da parte della comunità finanziaria internazionale. Con una domanda media 3,6 volte maggiore dell'offerta e uno sconto fino al 20% rispetto a strumenti di finanziamento convenzionali, l'operazione ha portato al riconoscimento del premio "ESG Issuer of the Year" da parte di International Financing Review.

Strategia e previsioni per il 2020-2022

Il mondo delle utility sta vivendo un'epoca di profonde trasformazioni, guidate principalmente dalla sfida della decarbonizzazione del settore dell'energia. Il progressivo spostamento della generazione dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili insieme con l'accelerazione nell'elettrificazione dei consumi finali saranno i trend principali della transizione energetica. Le infrastrutture energetiche e le piattaforme digitali rappresenteranno elementi chiave per abilitare tale transizione e raggiungere i Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite. La strategia sostenibile e il modello di business integrato sviluppati negli ultimi anni hanno permesso al Gruppo di creare costantemente valore e consentiranno di beneficiare delle opportunità emergenti da questa transizione, limitando al tempo stesso i relativi rischi.

Grazie al modello di sviluppo basato sulla crescita organica degli asset di generazione rinnovabile che permette una grande flessibilità di impiego dei capitali, il Gruppo è capace di affrontare con buona capacità di reazione eventuali repentini cambiamenti di scenario che potrebbero verificarsi a fronte della pandemia in sviluppo in questi mesi nel mondo.

Nel novembre 2019 Enel ha presentato il Piano Strategico 2020-2022 che, confermando le direttrici strategiche già identificate, integra esplicitamente gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria.

Il percorso di crescita delineato nel Piano evidenzia un'accelerazione costante, con un obiettivo di EBITDA ordinario di Gruppo al 2022 di 20,1 miliardi di euro, rispetto ai 17,9 miliardi di euro del 2019 (+12%).

Nel prossimo triennio il Gruppo prevede investimenti organici lordi totali pari a circa 28,7 miliardi di euro (in aumento dell'11% rispetto al piano precedente), di cui oltre il 90% è riconducibile ai quattro SDG su cui è orientata la strategia: SDG 7 - Affordable and Clean Energy; SDG 9 - Industry, Innovation and Infrastructure; SDG 11 - Sustainable Cities and Communities; SDG 13 - Climate Action.

Del totale degli investimenti organici, circa 12,5 miliardi di euro saranno dedicati alla costruzione e mantenimento di impianti di generazione rinnovabili, che raggiungeranno i 60 GW al 2022. Contestualmente il Gruppo proseguirà nel progressivo superamento degli impianti a carbone, con una diminuzione della produzione del 74% già nel 2022.

Tale strategia è coerente con l'impegno di Enel per la lotta contro il cambiamento climatico che, a settembre 2019, è stato ulteriormente rafforzato definendo come nuovo obiettivo quello di ridurre del 70% entro il 2030 le emissioni dirette di CO_2 per kWh_{eq}, rispetto al 2017. Questo target è certificato dalla Science Based Targets initiative, la più autorevole iniziativa a livello mondiale per sostenere la definizione di obiettivi scientifici che stimolino le imprese a supportare la transizione verso un'economia a emissioni zero, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Parallelamente, Enel ha fissato un altro nuovo obiettivo, anch'esso certificato dalla Science Based Targets initiative, volto a ridurre del 16% entro il 2030 anche le emissioni indirette associate al consumo di gas da parte dei clienti finali di Enel.

Per quando riguarda le reti, sono pianificati investimenti pari a circa 11,8 miliardi di euro, con lo scopo di migliorarne ulteriormente la resilienza, la qualità e l'efficienza, anche grazie all'utilizzo degli smart meter di nuova generazione, che nel 2022 raggiungeranno quasi 29 milioni di unità, e all'adozione di un modello di business a piattaforma che consentirà di rendere più efficaci le operations in tutti i Paesi di presenza.

Infine, il Gruppo investirà 2,3 miliardi di euro complessivi nel segmento retail e in Enel X per rafforzare la centralità del cliente, acquisendo una posizione di vantaggio in vista della crescente elettrificazione dei consumi. Lo sviluppo di piattaforme globali ed ecosistemi ci consentirà di mettere a disposizione del cliente nuovi servizi, abilitando un'ulteriore creazione di valore per il Gruppo. Al 2022 i clienti nel mercato libero saranno circa 35 milioni e si raggiungeranno inoltre 10,1 GW di gestione attiva della domanda e 736 MW di accumuli elettrici installati.

La solidità del nostro business model e la citata flessibilità nell'impiego dei flussi di cassa su investimenti organici ci consentono di poter confermare la politica dei dividendi basata su un pay-out del 70% dell'utile netto ordinario di Gruppo e di estendere il dividendo minimo per azione per l'intero periodo 2020-2022, dove Enel prevede di corrispondere, sui risultati degli esercizi 2020-2022, il maggiore fra: a) un dividendo per azione basato sull'indicato pay-out del 70%; b) un dividendo minimo per azione di 0,35 euro, 0,37 euro e 0,40 euro rispettivamente.

In un momento di forte instabilità dello scenario globale, affrontiamo il futuro con fiducia, forti di quanto abbiamo costruito e del valore delle nostre persone.

Patrizia Grieco
Presidente del Consiglio di Amministrazione

Francesco Starace
Amministratore Delegato e Direttore Generale

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1.

Gruppo Enel

Highlights Risultati del Gruppo **13**

Highlights Risultati delle Linee di Business **14**

Modello di business **16**

Localizzazione geografica di Enel **17**

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 5

2.

Governance

Gli azionisti di Enel **20**

Organi societari **21**

Il sistema di corporate governance di Enel e assetto dei poteri **22**

Modello organizzativo di Enel **26**

Il sistema di incentivazione **28**

Valori e pilastri dell'etica aziendale **30**

3.

Strategy & Risk Management

Scenario di riferimento **34**

La strategia del Gruppo **45**

Risk management **57**

4.

Performance & Metrics

Definizione degli indicatori di performance **76**

Risultati del Gruppo **79**

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo **91**

Il titolo Enel **97**

Centralità delle persone **100**

L'ecosistema di innovazione **106**

Valore creato per gli stakeholder **108**

Risultati economici per area di attività **109**

Fatti di rilievo del 2019 **145**

Aspetti normativi e tariffari **150**

5.

Outlook

Prevedibile evoluzione della gestione **160**

6.

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati **168**

Note di commento **175**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto **338**

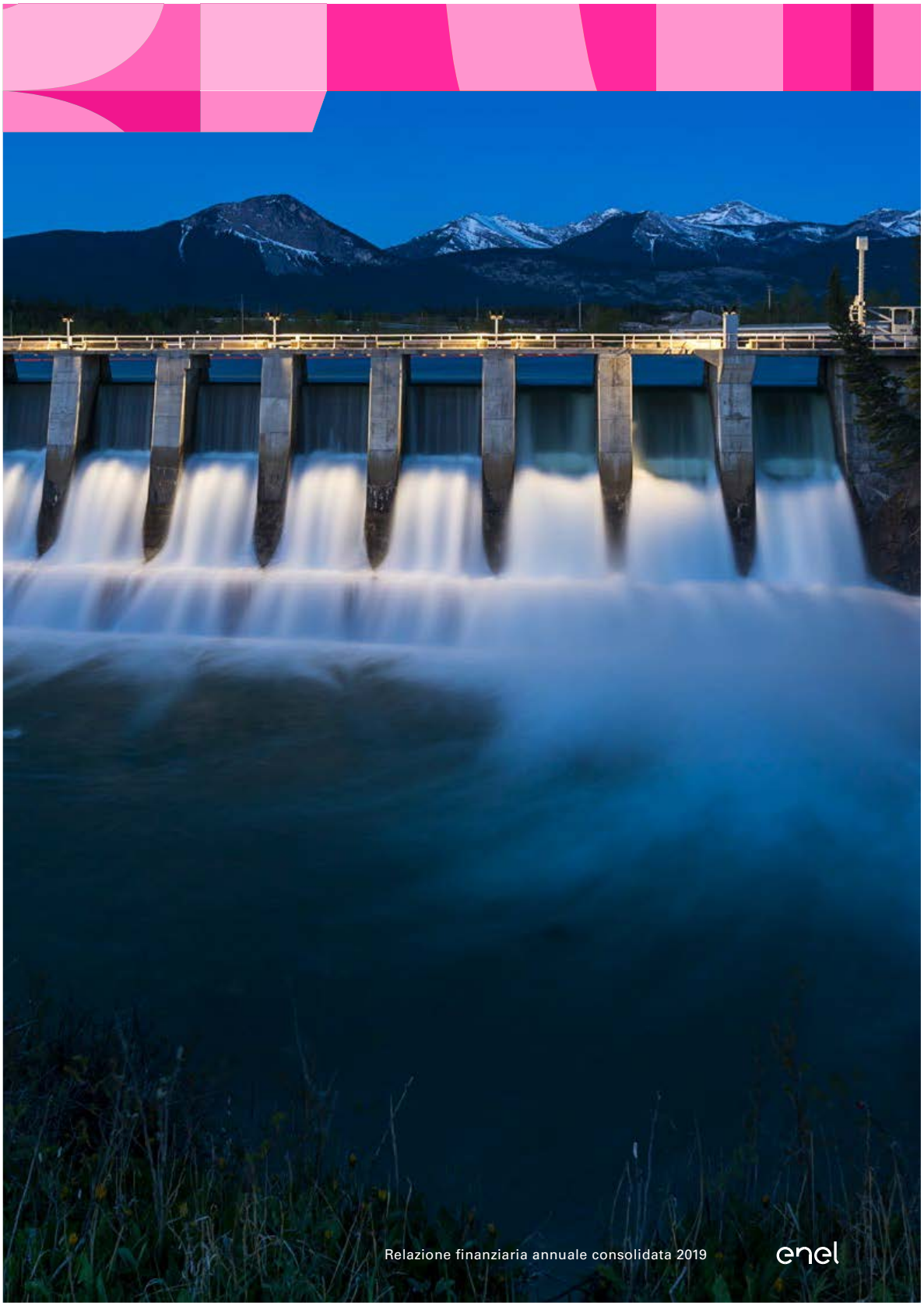
Relazioni **340**

- Relazione del Collegio Sindacale **340**
- Relazione della Società di revisione **356**

Allegati **364**

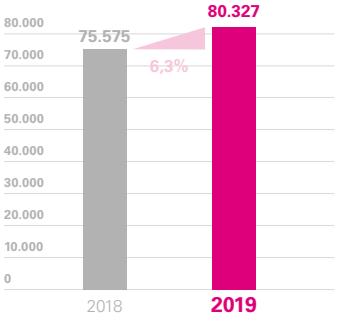
- Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019 **364**

1. GRUPPO ENEL
RELAZIONE SULLA GESTIONE

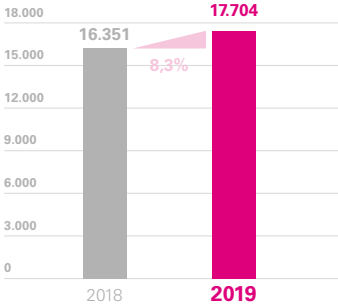

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Highlights
Risultati del Gruppo

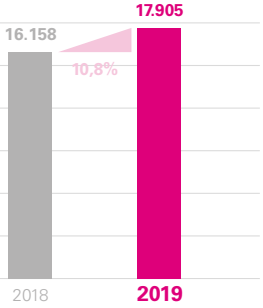
Ricavi
(milioni di euro)



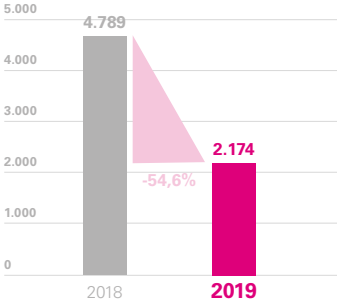
Margine operativo lordo
(milioni di euro)



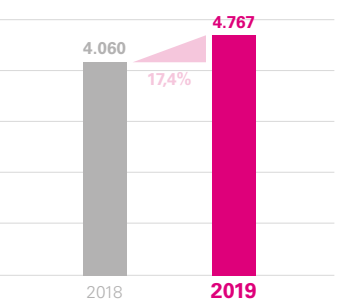
Margine operativo lordo ordinario
(milioni di euro)



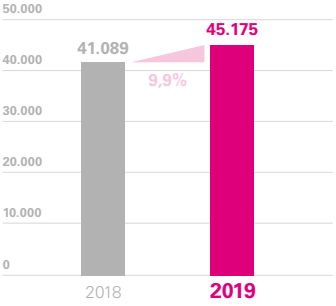
Risultato netto del Gruppo
(milioni di euro)



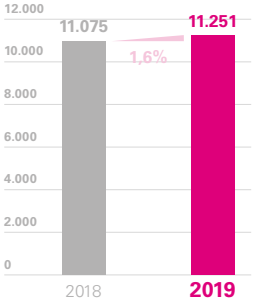
Risultato netto del Gruppo ordinario
(milioni di euro)



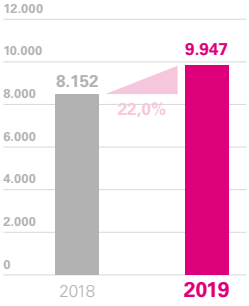
Indebitamento finanziario netto
(milioni di euro)



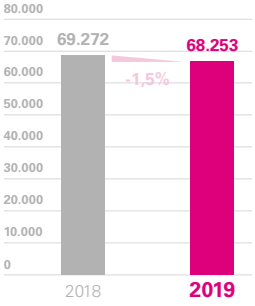
Cash flow da attività operativa
(milioni di euro)



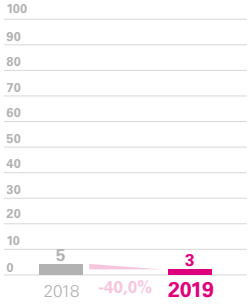
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1)
(milioni di euro)



Dipendenti
(n.)



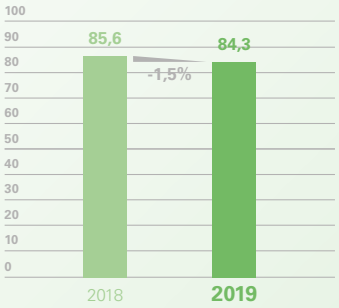
Infortuni "High Consequence" Enel
(n.)



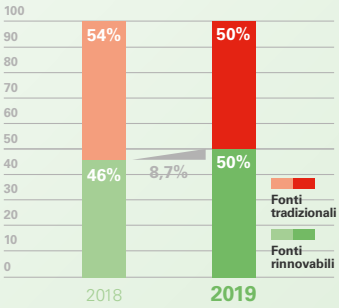
(1) Il dato del 2019 non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (378 milioni di euro nel 2018).

Highlights
Risultati delle Linee di Business

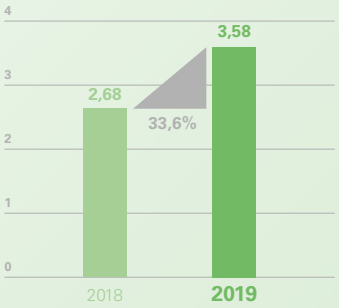
Potenza efficiente netta installata totale
(GW)



Potenza efficiente netta installata - Composizione 7
(%)

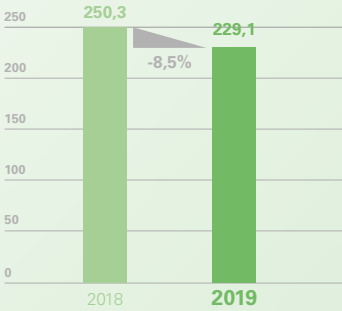


Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile 7
(GW)

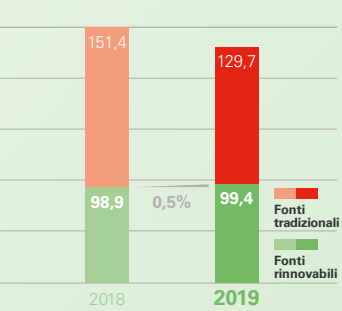


(1) La percentuale della potenza efficiente netta rinnovabile indica la proporzione (in termini percentuali) della capacità installata di energia rinnovabile sulla capacità totale installata.

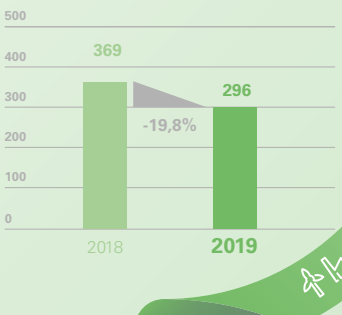
Produzione netta di energia elettrica
(TWh)



Produzione netta di energia elettrica - Composizione 7
(TWh)



CO_2 13
(Specific CO_2 emissions g/kWh$_{eq}$)

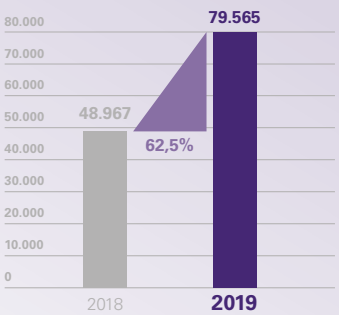


Global Power Generation

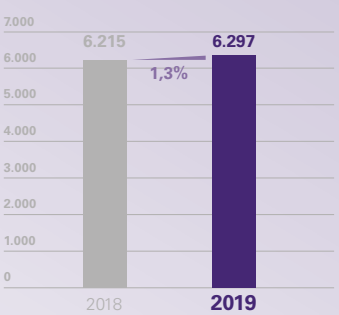
Global

Enel X

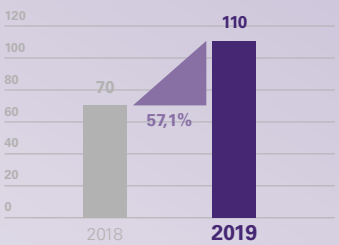
Punti di ricarica 11
(n.)



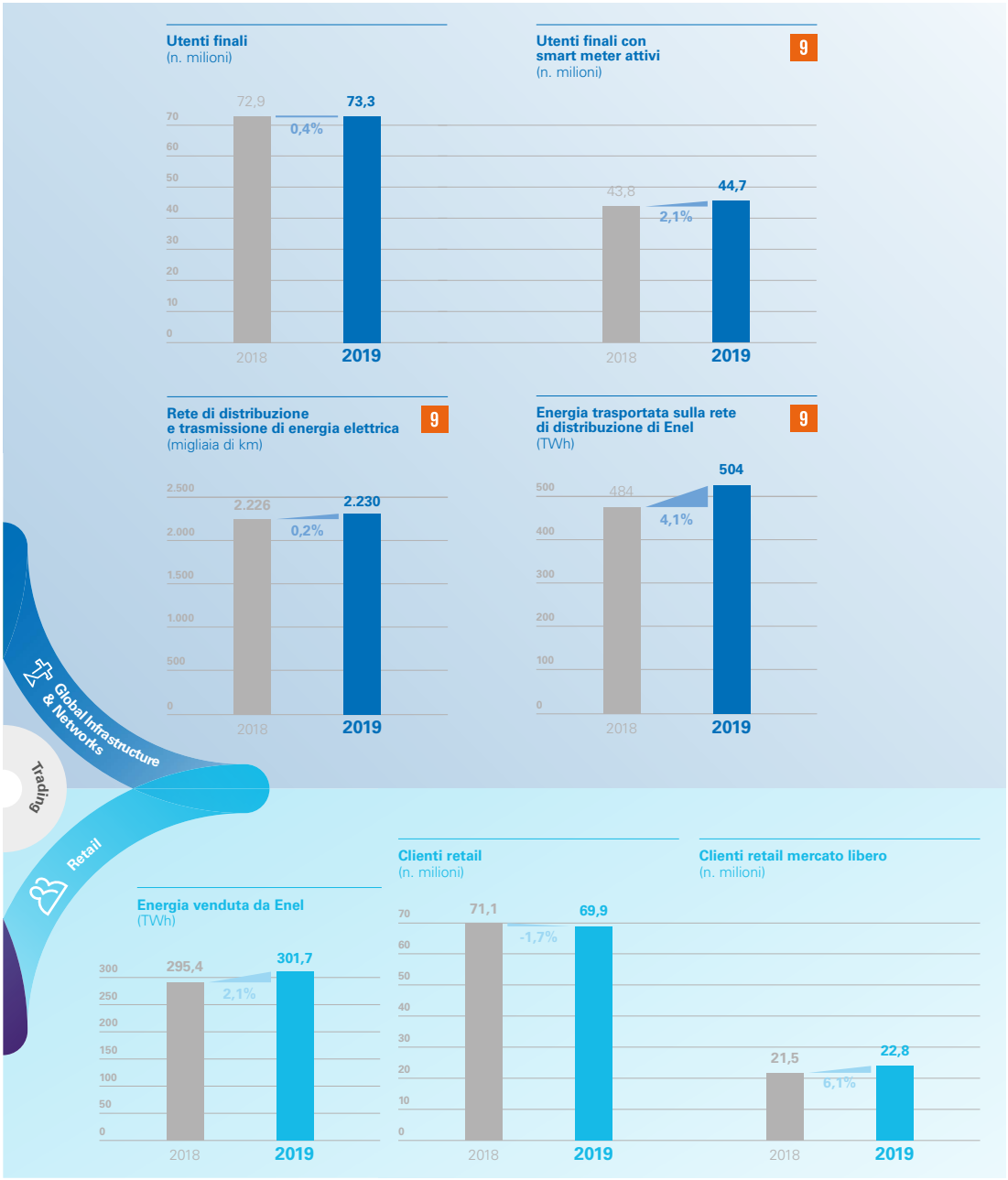
Demand Response 11
(MW)



Storage 11
(MW)



7 ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE
9 INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE
11 CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI
13 LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO


Utenti finali
(n. milioni)
72,9
0,4%
73,3
2018
2019
Utenti finali con smart meter attivi
(n. milioni)
9
43,8
2,1%
44,7
2018
2019
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica
(migliaia di km)
9
2.226
0,2%
2.230
2018
2019
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel
(TWh)
9
484
4,1%
504
2018
2019
Global Infrastructure & Networks
Trading
Retail
Energia venduta da Enel
(TWh)
295,4
2,1%
301,7
2018
2019
Clienti retail
(n. milioni)
71,1
-1,7%
69,9
2018
2019
Clienti retail mercato libero
(n. milioni)
21,5
6,1%
22,8
2018
2019

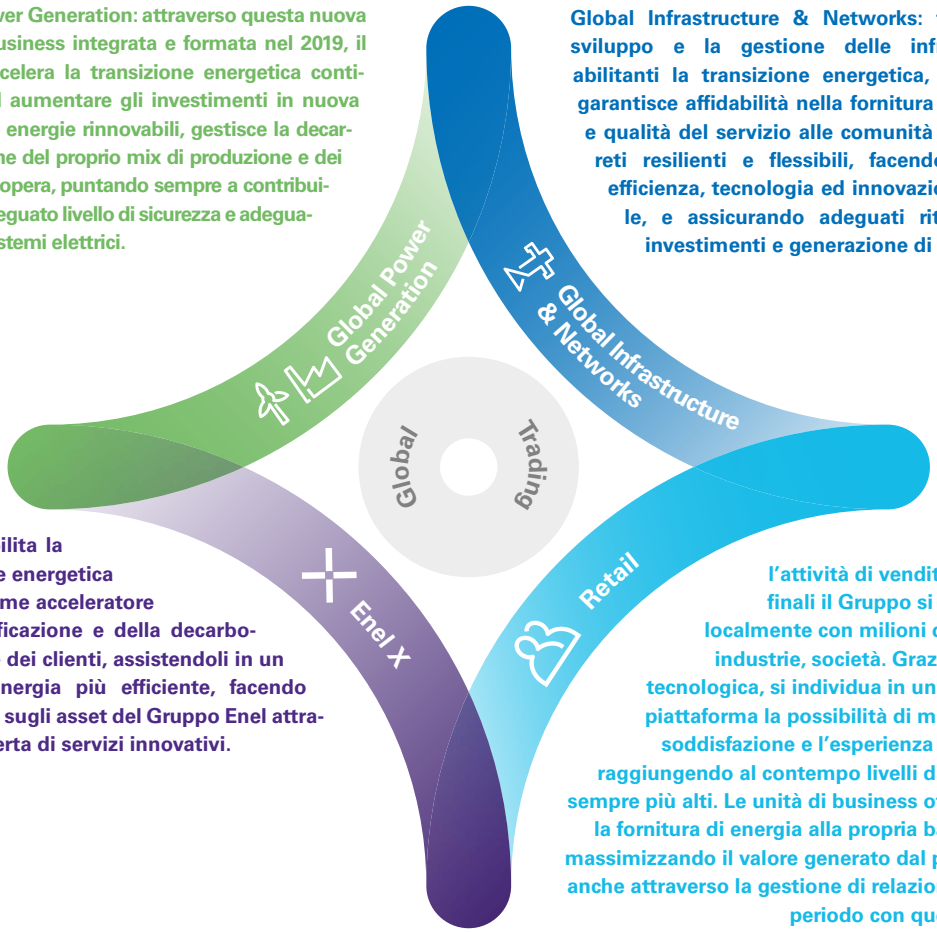
Modello di business

Il Gruppo Enel si è impegnato a sviluppare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21), ossia contenere l'aumento medio della temperatura globale entro i 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e fare il possibile per rimanere entro un aumento di +1,5 °C. Nel 2019 Enel ha rinnovato ufficialmente questo impegno, rispondendo alla richiesta di azione da parte delle Nazioni Unite, sottoscrivendo altresì l'impegno ad agire per limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C e a raggiungere le zero emissioni entro il 2050.

Al fine di poter affrontare efficacemente tutti i rischi e cogliere tutte le opportunità che il contesto del settore energetico in rapido mutamento propone, il modello di business di Enel ha definito ruoli per tutte le maggiori unità organizzative. Ogni Country 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 Linea di Business si può sintetizzare come segue.

Global Power Generation: attraverso questa nuova Linea di Business integrata e formata nel 2019, il Gruppo accelera la transizione energetica continuando ad aumentare gli investimenti in nuova capacità di energie rinnovabili, gestisce la decarbonizzazione del proprio mix di produzione e dei Paesi dove opera, puntando sempre a contribuire ad un adeguato livello di sicurezza e adeguatezza dei sistemi elettrici.

Global Infrastructure & 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 ed innovazione digitale, e assicurando adeguati ritorni sugli investimenti e generazione di cassa.



Enel X: abilita la transizione energetica agendo come acceleratore dell'elettrificazione e della decarbonizzazione dei clienti, assistendoli in un uso dell'energia più efficiente, facendo anche leva sugli asset del Gruppo Enel attraverso l'offerta di servizi innovativi.

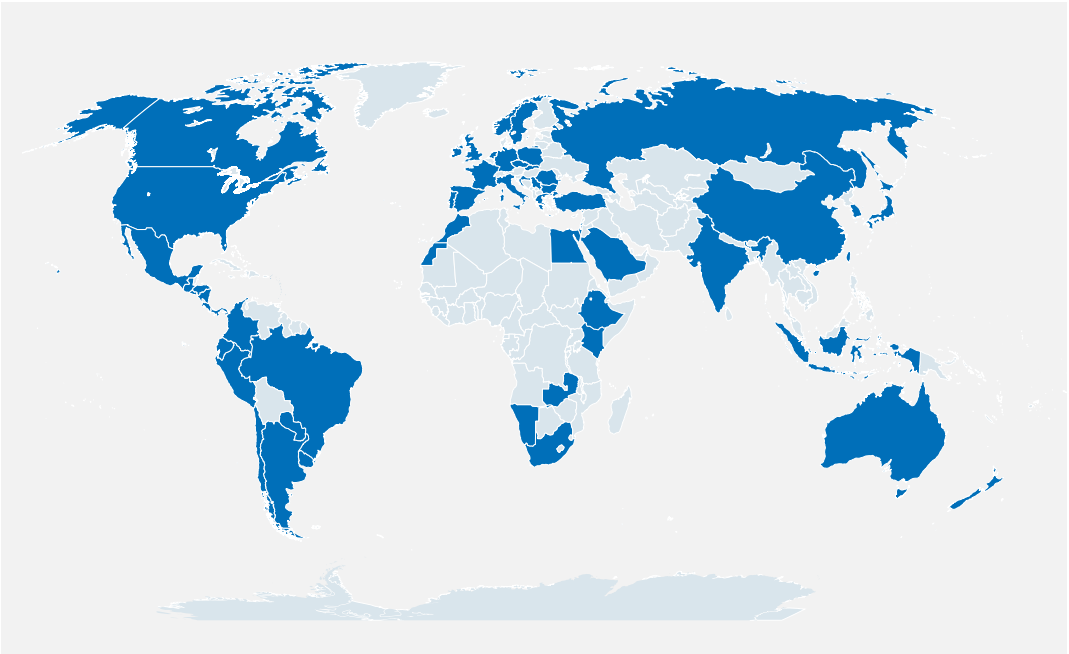
Retail: con l'attività di vendita ai clienti finali il Gruppo si interfaccia localmente con milioni di famiglie, industrie, società. Grazie alla leva tecnologica, si individua in un modello a piattaforma la possibilità di migliorare la soddisfazione e l'esperienza dei clienti, raggiungendo al contempo 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 questi ultimi.

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.

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

Localizzazione geografica di Enel

Il Gruppo Enel è presente in 48 Paesi nei diversi continenti con oltre 850 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica.



2. GOVERNANCE
RELAZIONE SULLA GESTIONE

Gli azionisti di Enel

Al 31 dicembre 2019 il capitale sociale di Enel SpA ("Enel" o la "Società"), 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 2018. Si segnala che nel corso del 2019 sono state acquistate azioni proprie per un numero complessivo pari a 1.549.152.

Azionisti rilevanti

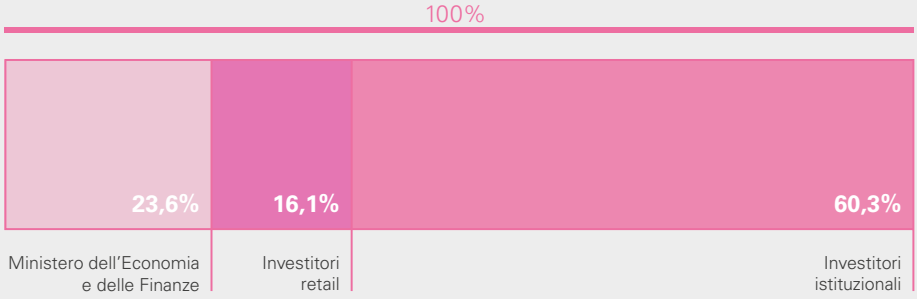
Al 31 dicembre 2019, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e Capital Research and Management Company (con il 5,029% del capitale sociale).

Composizione degli azionisti

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.

Gli investitori attenti agli aspetti Environmental, Social & Governance (ESG) sono in continuo aumento: gli investitori socialmente responsabili (SRI) rappresentano, al 31 dicembre 2019, circa il 10,8% del capitale sociale (rispetto al 10,5% al 31 dicembre 2018), mentre gli investitori firmatari dei Principles for Responsible Investment rappresentano il 43% del capitale sociale (rispetto al 39,1% al 31 dicembre 2018).

Composizione dell'azionariato a dicembre 2019



Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente
Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale
Francesco Starace

Segretario del Consiglio
Silvia Alessandra Fappani

Consiglieri
Alfredo Antoniozzi
Alberto Bianchi
Cesare Calari
Paola Girdinio
Alberto Pera
Anna Chiara Svelto
Angelo Taraborrelli

	2019	2018
Diversità di genere nel Consiglio di Amministrazione (n.)	3	3
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) <30		
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) 30-50		11%
Diversità di età nel Consiglio di Amministrazione (%) >50	100%	89%

COLLEGIO SINDACALE

Presidente
Barbara Tadolini

Sindaci effettivi
Romina Guglielmetti
Claudio Sottoriva

Sindaci supplenti
Maurizio De Filippo
Francesca Di Donato
Piera Vitali

SOCIETÀ DI REVISIONE

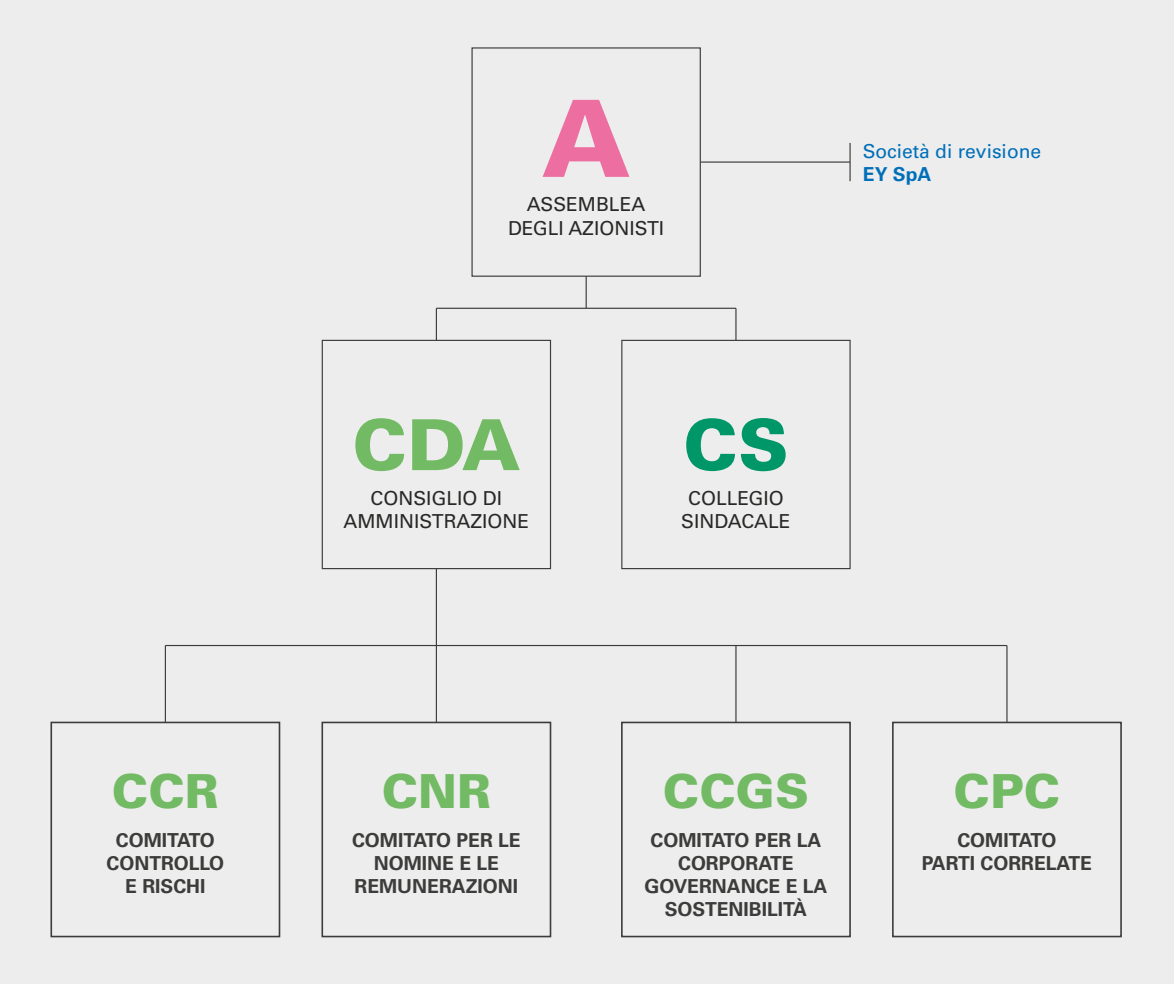
EY SpA

Il sistema di corporate governance di Enel e assetto dei poteri

Il sistema di corporate governance di Enel SpA ("Enel" o la "Società") è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate (il "Codice di Autodisciplina"), nell'edizione da ultimo modificata nel mese di luglio 2018, cui la Società aderisce, ed è inoltre ispirato 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 delle azioni proprie;
- alla politica per la 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

14

riunioni svolte dal CdA nel 2019, 8 delle quali hanno affrontato questioni legate al clima riflesse nelle strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità

- È incaricato di provvedere in ordine alla gestione sociale ed è pertanto investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.
- Con riferimento ai temi della sostenibilità[1], ivi compreso il cambiamento climatico, è responsabile dell'esame e dell'approvazione della strategia aziendale, inclusi il budget annuale e il piano industriale del Gruppo, che incorporano i principali obiettivi e le azioni che la Società ha intenzione di intraprendere per guidare la transizione energetica e fronteggiare il cambiamento climatico, promovendo 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 afferenti alla Società e alle sue controllate. Tali rischi includono quelli che potrebbero avere rilievo nell'ottica della sostenibilità nel medio-lungo termine, tra cui i rischi legati al cambiamento climatico.

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 dalla normativa vigente, ha nominato al proprio interno i seguenti Comitati con funzioni propositive e consultive.

Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità

8

incontri svolti dal Comitato nel 2019, 5 dei quali hanno affrontato questioni legate al clima, riflesse nelle strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità

- Ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nella valutazione e nelle decisioni relative, tra l'altro, alla sostenibilità, comprese eventuali questioni climatiche rilevanti connesse alle attività del Gruppo e alle dinamiche di interazione della Società con tutti gli stakeholder.
- È composto in maggioranza da Amministratori indipendenti e nel corso del 2019 esso è risultato composto dal Presidente e da due Amministratori indipendenti.
- Relativamente alle tematiche di sostenibilità esamina:
  - le linee guida del Piano di Sostenibilità, ivi inclusi gli obiettivi climatici definiti in tale piano;
  - l'impostazione generale del Bilancio di Sostenibilità che comprende la Dichiarazione di carattere non finanziario, ivi incluso l'approccio relativo alla disclosure sul cambiamento climatico adottato in tali documenti, rilasciando parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.

(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.

Comitato Controllo e Rischi

12

incontri svolti dal Comitato nel 2019, 6 dei quali hanno affrontato questioni legate al clima riflesse nelle strategie e nelle operazioni aziendali e di sostenibilità

- Supporta il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché di valutazione delle relazioni finanziarie periodiche.
- È composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Nel corso del 2019 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- Esamina i contenuti del Bilancio consolidato e del Bilancio di Sostenibilità che comprende la Dichiarazione di carattere non finanziario, rilevanti ai fini dello SCIGR e contenenti la disclosure aziendale sul clima, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione, chiamato ad approvare tali documenti.

Comitato Nomine e Remunerazioni

8

incontri svolti dal Comitato nel 2019

- Supporta il Consiglio di Amministrazione nelle decisioni relative alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche.
- È composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti. Nel corso del 2019 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.
- Nel 2019 ha confermato, con riferimento alla remunerazione variabile di breve e lungo termine del top management, la previsione di obiettivi di performance legati alla sostenibilità.

Comitato Parti Correlate

1

incontro svolto dal Comitato nel 2019

- Svolge le funzioni previste dalla normativa CONSOB di riferimento e dall'apposita procedura Enel per la disciplina delle operazioni con parti correlate, con particolare riguardo al rilascio di un motivato parere sulle operazioni rilevanti ai fini della procedura medesima.
- È composto da Amministratori non esecutivi e indipendenti. Nel corso del 2019 è risultato composto da quattro Amministratori indipendenti.

Collegio Sindacale

17

incontri svolti dal Collegio nel 2019

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 5 maggio 2017, 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 2019 ha presieduto anche il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Amministratore Delegato

- Analogamente al Presidente del Consiglio di Amministrazione, ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 5 maggio 2017, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.
- Nell'esercizio di tali poteri ha in concreto definito un modello di business sostenibile, attraverso l'identificazione di una strategia volta a guidare la transizione energetica verso un modello low carbon.
- Riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, comprese anche le attività di business in linea con l'impegno di Enel a fronteggiare il cambiamento climatico.
- All'Amministratore Delegato è inoltre attribuito il ruolo di amministratore incaricato del SCIGR.
- Rappresenta Enel in diverse iniziative che si occupano della sostenibilità, ricoprendo posizioni rilevanti in istituzioni di fama mondiale come il Global Compact delle Nazioni Unite, nonché la Global Investors for Sustainable Development (GISD) Alliance lanciata dalle Nazioni Unite nel 2019.

Attività di revisione legale dei conti

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

Buone pratiche di corporate governance

- La Società ha organizzato anche nel corso del 2019 un apposito programma di induction finalizzato a fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo, inclusi temi legati al cambiamento climatico e ai relativi riflessi sulla strategia industriale e sulle operazioni aziendali.
- A fine 2019 e durante i primi due mesi del 2020 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. Nell'ambito di tale board review sono stati analizzati anche specifici aspetti aventi a oggetto la trattazione delle tematiche di sostenibilità da parte del Consiglio di Amministrazione. La board review è stata svolta 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 suoi componenti. Gli esiti della board review hanno confermato un quadro complessivo del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel estremamente positivo, dal quale emerge che tali organi operano in modo efficace e trasparente, in stretta aderenza alle best practice nazionali e internazionali in materia di corporate governance, come confermato dalla società di consulenza.

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

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 allo scopo di renderle un fattore abilitante per il raggiungimento degli obiettivi Climate Actions, 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. Nel 2019 si è rivisto l'assetto geografico del Gruppo in America con l'apertura della Regione Nord America e la confluenza in quest'ultima del Messico, e l'integrazione di Costa Rica, Guatemala e Panama nella Regione America Latina.

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 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 dell'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.

C

Enel Group Chairman
P. Grieco

CEO

Enel Group CEO
F. Starace

HLD

HOLDING FUNCTIONS

Administration, Finance and Control
A. De Paoli

People and Organization
F. Di Carlo

Communications
R. Deambrogio

Legal and Corporate Affairs
G. Fazio

Innovability
E. Ciorra

Audit
S. Fiori

Global Procurement
S. Bernabei

Global Digital Solutions
C. Bozzoli

GBL

GLOBAL BUSINESS LINE

CR

COUNTRY AND REGION

	Global Infrastructure & Networks	Global Trading	Global Power Generation	Enel X
	L. Gallo	**C. Machetti**	**A. Cammisecra**	**F. Venturini**
Italy | **C. Tamburi**	✓	✓	✓	✓
Iberia | **J. D. Bogas Gálvez**	✓	✓	✓	✓
Europe and Euro-Mediterranean Affairs | **S. Mori**	✓	✓	✓	✓
Africa, Asia and Oceania | **A. Cammisecra**		✓	✓	✓
North America | **E. Viale**		✓	✓	✓
Latin America | **M. Bezzeccheri**	✓	✓	✓	✓

Il sistema di incentivazione

La Politica per la remunerazione di Enel per l'esercizio 2019, adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e oggetto di un ampio gradimento da parte degli azionisti in occasione dell'Assemblea del 16 maggio 2019, è stata definita tenendo conto delle migliori pratiche nazionali e internazionali, delle indicazioni emerse dal voto favorevole dell'Assemblea degli azionisti del 24 maggio 2018 sulla Politica per la remunerazione per il 2018 nonché degli esiti dell'attività di engagement su temi di governo societario svolta dalla Società tra dicembre 2018 e febbraio 2019 con i principali proxy advisor e investitori istituzionali presenti nel capitale di Enel.

In linea con le raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina delle società quotate, la Politica per la remunerazione di Enel per il 2019 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 adottata in materia di remunerazione con riferimento all'esercizio 2019 prevede per l'Amministratore Delegato e 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. Nello specifico:
  - per l'Amministratore Delegato sono previsti i seguenti obiettivi di breve termine:
    - utile netto ordinario consolidato;
    - funds from operations/indebitamento finanziario netto consolidato;
    - Group Opex;
    - sicurezza sui luoghi di lavoro;
  - per i DRS sono individuati 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. In particolare, per il 2019 la remunerazione variabile di lungo termine è legata alla partecipazione al Piano Long-Term Incentive 2019 ("Piano LTI 2019") che prevede i seguenti obiettivi di performance di durata triennale:
  - TSR (Total Shareholder Return) medio Enel vs. TSR medio Indice EUROSTOXX Utilities - UEM 2 nel triennio 2019-2021;
  - ROACE (Return on Average Capital Employed) cumulato del triennio 2019-2021;
  - emissioni di CO_2 degli impianti di produzione del Gruppo Enel nel 2021.

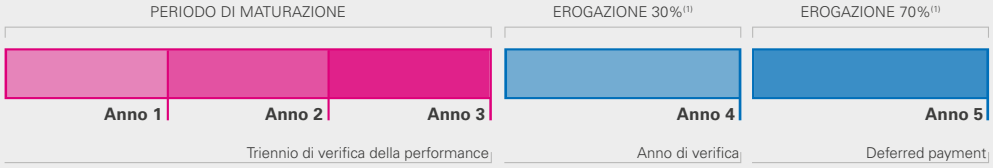
Il Piano LTI 2019 prevede che il premio eventualmente maturato sia rappresentato da una componente azionaria, cui può aggiungersi – in funzione del livello di raggiungimento dei vari obiettivi – una componente monetaria. In particolare, è previsto che il 100% del premio base dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e il 50% del premio base dei DRS siano erogati in azioni Enel, previamente acquistate dalla Società.

L'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) è differita al secondo esercizio successivo rispetto all'indicato performance period triennale del Piano LTI 2019 (c.d. "deferred payment").

La previsione, nell'ambito del Piano LTI 2019, dell'obiettivo concernente le emissioni di CO_2 (grammi per kWh equivalente prodotto dal Gruppo nel 2021) e, nell'ambito del sistema di remunerazione variabile di breve termine dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, di un obiettivo legato alla sicurezza sui luoghi di lavoro è intesa a promuovere l'applicazione di un modello di business sostenibile.

Una descrizione dettagliata della politica per la remunerazione relativa all'esercizio 2019 e dei compensi corrisposti nell'esercizio 2018 è riportata nella Relazione sulla remunerazione di Enel per il 2019 disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

Piano LTI (Long-Term Incentive)



(1) Nel caso di raggiungimento degli obiettivi di performance.

Piano di incentivazione su base azionaria Enel

In data 16 maggio 2019 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel SpA ("Enel" o la "Società") ha approvato il Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 ("Piano LTI 2019" o "Piano") destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano stesso.

Il Piano LTI 2019 – le cui caratteristiche sono dettagliatamente descritte nel documento informativo predisposto ai sensi dell'art. 84 bis del Regolamento emanato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 e messo a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata all'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 – è rivolto all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo Enel che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico e prevede l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura azionaria e da una componente monetaria.

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 dal Piano stesso 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.

Il Piano LTI 2019 prevede inoltre che, rispetto al totale dell'incentivo in concreto maturato, il premio sia interamente corrisposto in azioni (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base.

L'effettiva corresponsione dell'incentivo connesso al Piano LTI 2019 è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio 2019-2021 (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti – e in funzione del relativo livello di conseguimento – l'incentivo sarà erogato ai destinatari, sia per la componente azionaria sia per quella monetaria, per il 30% nel 2022 e per il restante 70% nel 2023.

In conformità con quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019 – che, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 16 maggio 2019 e nel rispetto dei relativi termini, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano LTI 2019 per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni – la Società ha acquistato nel periodo 23 settembre - 2 dicembre 2019 n. 1.549.152 azioni proprie (pari allo 0,015% circa del capitale sociale) al prezzo medio ponderato di 6,7779 euro per azione e per un controvalore complessivo di 10.499.998,93 euro. In sede di assegnazione del Piano sono state attribuite n. 1.538.547 azioni, la cui effettiva erogazione ai destinatari rimane subordinata al livello di conseguimento degli obiettivi di performance.

Il costo del Piano relativo alla componente azionaria è determinato con riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante l'esercizio ed è rilevato lungo la durata del vesting period in contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Considerato il prezzo di mercato del titolo Enel alla data di assegnazione (ossia, 12 novembre 2019), pari a 6,983 euro, il fair value degli strumenti rappresentativi di capitale a tale data, tenuto conto del numero delle azioni attribuite, è pari a 10.743.674 euro.

Il fair value degli strumenti finanziari di competenza dell'esercizio, determinato in funzione del prezzo di mercato del titolo alla data di fine periodo, è pari a 350.987 euro.

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Program, tra cui: il Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero 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 2019 è stato effettuato un aggiornamento del Codice al fine di recepire alcuni riferimenti internazionali in materia di diritti umani e di allineare all'attuale struttura organizzativa i compiti delle unità preposte al relativo aggiornamento.

N.

	2019	2018	2019-2018	
Totale segnalazioni per violazioni del Codice Etico	**166**	**144**	**22**	**15,3%**
Violazioni accertate del Codice Etico [1]	**36**	**31**	**5**	**16,1%**
- di cui violazioni per conflitto di interesse/corruzione	*8*	*10*	*(2)*	*-20,0%*

(1) Nel corso del 2019 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2018, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relative all'anno 2018 è stato riclassificato da 30 a 31. La violazione aggiuntiva è da ascrivere a motivi di rispetto delle norme di legge in materia di straordinari da parte di un fornitore.

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'i-

dentificazione 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.

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 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. È proseguita anche nel 2019 l'implementazione delle attività previste nei piani d'azione, elaborati al termine della due diligence sul sistema di gestione effettuata nel corso del 2017.

3. STRATEGY & RISK MANAGEMENT RELAZIONE SULLA GESTIONE

Scenario di riferimento

Il contesto macroeconomico

La crescita economica mondiale nel 2019 ha subíto un rallentamento marcato, confermando la debolezza evidenziata già dalla seconda metà del 2018. Le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, un contesto geopolitico tumultuoso e la persistente incertezza legata ai negoziati della Brexit hanno frenato consumi e investimenti. A ciò si aggiunge il lento passo dell'economia cinese, stabilizzatasi su una crescita intorno al 6% che rappresenta il livello più basso degli ultimi 30 anni.

Gli Stati Uniti hanno proseguito la lunga fase espansiva, mostrando una domanda interna resiliente e un mercato del lavoro che presenta un tasso di disoccupazione ai minimi storici (3,6%) oltreché una crescita salariale reale costante al 3%. Tuttavia, la politica monetaria restrittiva attuata dalla Federal Reserve (Fed) ha impattato negativamente alcuni settori dell'economia, come per esempio quello immobiliare che ha subíto un forte calo. Inoltre, il comparto manifatturiero è stato duramente colpito dalla guerra commerciale sui dazi tra Stati Uniti e Cina.

Nell'Eurozona la crescita è stata modesta, attestandosi in media allo 0,2% su base trimestrale.
La debolezza è principalmente imputabile al calo delle esportazioni e alla crisi del settore auto, particolarmente significativa in Germania. La domanda interna in Francia e in Spagna ha mostrato segnali di resilienza, mentre in Germania e in Italia si è assistito a condizioni economiche stagnanti.

In America Latina il quadro economico è stato debole ed eterogeneo e contrassegnato da forte instabilità politica. Il deterioramento del contesto globale, il rallentamento dell'economia cinese e il calo del prezzo delle commodity hanno impattato negativamente l'intera area.
L'Argentina è in recessione e l'incertezza derivante dalla nuova manovra economica del Governo Fernandez ha creato perplessità sulla stabilità del debito e sulle prospettive di ripresa. Il PIL è stato negativo del 2,1% nel 2019 e si prevede un ulteriore peggioramento nel 2020.
L'economia cilena è stata scossa dalle rivolte sociali a ottobre scorso che hanno comportato una forte contrazione dell'attività reale sul finire dell'anno, da cui sono risultati una penalizzazione della valuta e un rallentamento del ciclo economico. Sia la Banca Centrale sia il Governo sono però intervenuti attivamente, sostenendo una politica monetaria e fiscale molto accomodante, per consentire all'economia di normalizzarsi nel corso del 2020.
In Brasile l'attività economica è stata debole nella prima parte del 2019 a causa della difficoltà del comparto industriale e dei servizi, mentre i consumi privati sono rimasti piuttosto resilienti. Gli indicatori di attività reale hanno però invertito la tendenza, mostrando una forte ripresa negli ultimi due trimestri. L'approvazione della riforma delle pensioni ha ripristinato un clima di fiducia di imprese e consumatori e aperto la strada all'inizio di un nuovo ciclo di riforme a partire dal 2020.
In Colombia l'attività economica ha sovraperformato l'intera area, spinta da consumi privati e investimenti nonostante l'acuirsi delle proteste sociali sul finire dell'anno.
In Perù le condizioni finanziarie espansive hanno supportato la domanda interna; tuttavia lo shock nel settore primario nella prima parte dell'anno ha condizionato la ripresa economica.

Lo scoppio dell'epidemia da COVID-19 in Cina e la successiva escalation di nuovi contagi che da inizio anno ha interessato altre parti del mondo hanno sostanzialmente sconvolto lo scenario 2020. A oggi ci si attende un forte shock a livello globale sia dal lato offerta (ossia, interruzioni della catena degli approvvigionamenti e delle attività produttive) sia dal lato domanda (minori consumi discrezionali e investimenti a causa delle restrizioni). Tra le economie mature, l'Eurozona – dato il peso della manifattura, dei consumi discrezionali e dell'export all'interno della sua economia, oltre al forte legame con la Cina nella catena degli approvvigionamenti – è l'area più a rischio. In virtù dell'adozione di misure restrittive in molti Paesi dell'area Euro, la probabilità che l'Eurozona entri in recessione nel terzo trimestre 2020 sta diventando ora elevata. L'Italia è in recessione già dal primo trimestre 2020 e le eventuali ulteriori restrizioni imposte dal Governo rischiano di sbilanciare le previsioni economiche ulteriormente al ribasso per l'anno in corso. La Spagna, a seguito delle nuove restrizioni, subirà anch'essa un forte impatto, non solo nel settore dei servizi (os-

sia, turismo) e dei consumi discrezionali ma soprattutto nelle attività produttive (manifattura, industria). I Paesi emergenti, a causa della debolezza del sistema sanitario e della limitata capacità di introdurre misure fiscali espansive per sostenere la domanda (oltre alla elevata esposizione del debito in valuta estera), risultano ora molto vulnerabili.

In questo frangente la risposta delle banche centrali è stata repentina e coordinata. La Fed ha tagliato aggressivamente i tassi di interesse (in due sessioni straordinarie) portandoli al loro valore neutrale (da 1,75-1.50% a 0,25-0%). La Banca di Inghilterra ha ridotto il tasso di interesse di riferimento allo 0,10% dallo 0,75%. La risposta della BCE si è focalizzata interamente sul problema della liquidità: i tassi non sono stati, quindi, tagliati ma è stato introdotto un massiccio stimolo monetario. In primis, è stato aumentato il Quantitative Easing (QE) di 120 miliardi di euro fino a fine 2020, in rialzo rispetto alle attese, e, allo stesso tempo, sono state concesse condizioni più favorevoli per le operazioni di rifinanziamento a lungo termine delle banche. È stato inoltre creato un ulteriore programma di acquisto titoli (Pandemic Emergency Purchase Programme) del valore di 750 miliardi di euro, allentando i vincoli del precedente programma di Quantitative Easing e consentendo così alla BCE di acquistare più titoli del debito pubblico italiano.

I Governi in tutto il mondo, inoltre, stanno introducendo importanti stimoli fiscali per contrastare le conseguenze economiche derivanti dalle restrizioni imposte per combattere il Coronavirus. Il supporto della Commissione Europea e la possibilità di derogare ai vincoli del patto di stabilità potranno consentire al Governo italiano e a quelli di altri Paesi europei di attuare le misure necessarie per favorire la ripresa economica nella seconda parte dell'anno.

Nei prossimi mesi si avrà sicuramente un quadro più certo di quelle che saranno le conseguenze in ambito economico e le ripercussioni sui mercati finanziari.

PIL

%

	2019	2018
Italia	**0,3**	**0,7**
Spagna	2,0	2,4
Portogallo	2,2	2,6
Grecia	1,9	1,9
Argentina	-2,1	-2,4
Romania	4,2	4,5
Russia	1,3	2,2
Brasile	1,1	1,3
Cile	1,0	4,0
Colombia	3,3	2,5
Messico	-0,1	2,1
Perù	2,2	4,0
Canada	1,6	2,0
Stati Uniti	2,3	2,9
Sudafrica	0,2	0,8

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

Tassi di cambio medi

	2019	2018	2019-2018
Euro/Dollaro statunitense	1,119	1,181	-5,25%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,89	-1,12%
Euro/Franco svizzero	1,11	1,15	-3,48%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	109	110,45	-1,31%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,33	1,30	2,31%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,44	1,34	7,46%
Dollaro statunitense/Rublo russo	62,99	67,15	-6,20%
Dollaro statunitense/Peso argentino	48,17	28,05	71,73%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	3,94	3,65	7,95%
Dollaro statunitense/Peso cileno	702,85	641,81	9,51%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	3.280	2.956	10,96%
Dollaro statunitense/Nuovo sol peruviano	3,34	3,29	1,52%
Dollaro statunitense/Peso messicano	19,25	19,23	0,10%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	70,42	68,40	2,95%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	14,45	13,24	9,14%

Inflazione

%

	2019	2018	2019-2018
Italia	**0,6**	**1,1**	**-0,5**
Spagna	0,7	1,7	-1
Russia	4,5	2,9	1,6
Romania	3,8	4,6	-0,8
India	3,7	3,9	-0,2
Sudafrica	4,1	4,6	-0,5
Argentina	53,6	33,8	19,8
Brasile	3,7	3,7	-
Cile	2,3	2,3	-
Colombia	3,5	3,2	0,3
Messico	3,5	3,2	0,3
Perù	2,1	1,3	0,8
Stati Uniti	1,8	2,4	-0,6
Canada	2,0	2,2	-0,2

La riforma IBOR

Gli Interbank Offered Rates (IBOR) rappresentano gli indici di riferimento per la maggior parte degli strumenti finanziari commercializzati in tutto il mondo.

Nel corso degli anni si sono verificati diversi casi di manipolazione di tali tassi di riferimento da parte delle banche e per tale motivo i regulator a livello globale hanno avviato la riforma degli indici IBOR per ripristinare l'affidabilità e la solidità dei benchmark di riferimento.

In considerazione degli alti livelli di incertezza sulle tempistiche della riforma nella fase di transizione, il Gruppo Enel ha avviato un assessment volto a valutare gli impatti sugli strumenti finanziari oggetto di revisione nonché sulle strutture organizzative coinvolte.

Si segnala che il management è consapevole dei rischi associati e per tale motivo le attività sono pianificate per completare la transizione entro la scadenza fissata per il 2021.

Il settore dell'energia

Il contesto energetico - commodity

Durante l'anno appena trascorso il mercato petrolifero è tornato all'insegna della volatilità. Se, infatti, si osserva l'andamento del Brent si può notare come durante il 2019 si siano alternati movimenti di prezzo al rialzo e al ribasso, con un picco sopra i 71 $/bbl raggiunto nel mese di aprile, prima di scendere sotto i 60 $/bbl verso la fine dell'estate.
In particolare, nonostante i numerosi eventi che hanno esercitato una pressione al ribasso sull'offerta globale di petrolio (le sanzioni imposte dall'Amministrazione Trump sull'export iraniano, il peggioramento della crisi in Venezuela e gli attacchi alle infrastrutture in Arabia Saudita), i prezzi sono stati più bassi rispetto a inizio anno indicando una debolezza strutturale della domanda globale.

Il prezzo medio del carbone API2 durante il 2019 è diminuito del 34% rispetto al 2018. Tale andamento è da ricondurre a due principali fattori: 1) il calo della domanda globale e 2) i tagli all'offerta non sufficienti a ribilanciare i fondamentali. La rapida caduta della domanda di carbone nel Vecchio Continente (circa -20% la variazione delle importazioni rispetto a un anno fa) è dovuta sia ad alcune chiusure di capacità sia a un effetto sostituzione tra carbone e gas dovuto alla maggiore competitività di costo di generazione degli impianti a ciclo combinato.
Lato offerta, l'Indonesia si conferma il principale esportatore (+40 MMmt la variazione anno su anno) seguito da Russia e Australia, mentre le esportazioni di Colombia e Stati Uniti sono diminuite per il rallentamento delle richieste provenienti dall'Europa.

Durante l'anno appena trascorso, l'indebolimento della domanda asiatica e la nuova capacità di liquefazione entrata nel mercato hanno provocato un surplus di LNG che ha contribuito a dirottare flussi di gas verso l'Europa, spingendo dapprima il livello degli stoccaggi ai massimi livelli di riempimento e in un secondo momento provocando un forte calo dei riferimenti gas in tutti i principali hub europei. Il prezzo medio del riferimento gas TTF, per esempio, è stato di 13,6 €/MWh, in calo del 40% rispetto a un anno fa.

		2019	2018	2019-2018
Brent	$/bbl	64	72	-11,1%
API2	$/t	61	92	-33,7%
TTF	€/MWh	14	23	-39,1%
CO_2	€/t	25	16	56,3%

Dopo un 2018 caratterizzato da una costante crescita, il 2019 si è invece contraddistinto per una marcata volatilità che ha portato dapprima il prezzo della CO_2 al di sotto dei 20 €/t nel mese di febbraio per poi sfiorare i 30 €/t in luglio. La combinazione di temperature miti, incertezza su negoziazioni relative alla Brexit e preoccupazioni su possibili rischi legati alla crescita macroeconomica globale ha fortemente impattato le dinamiche di mercato.

La forte diminuzione del gas in combinazione con il rialzo del prezzo della CO_2 ha contributo a modificare il mix produttivo in alcuni Paesi europei, favorendo la generazione a gas anche in Paesi come la Spagna dove storicamente il carbone rappresenta la tecnologia marginale.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica [1]

GWh

	2019	2018	2019-2018
Italia	**319.597**	**321.910**	**-0,7%**
Spagna	248.876	253.495	-1,8%
Romania	61.699	62.044	-0,6%
Russia [2]	801.908	805.916	-0,5%
Argentina	133.323	137.262	-2,9%
Brasile	594.368	583.025	1,9%
Cile	77.064	76.175	1,2%
Colombia	71.181	69.176	2,9%
Perù	53.483	50.836	5,2%

(1) Al lordo delle perdite di rete.
(2) Europa/Urali.
Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO.

Nel 2019 l'andamento della domanda elettrica è risultata in calo: in Italia con un tasso di crescita rispetto al 2018 di -0,7% e ancora di più in Spagna, con una percentuale di decremento di -1,8%. Tale decrescita è stata causata per lo più da fattori climatici.

Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica ha subíto un importante decremento (-3%) in Argentina dovuto a un rallentamento economico nel Paese, mentre in tutti gli altri Paesi di interesse Enel si sono registrati incrementi nella domanda elettrica: Brasile +1,9%, Cile +1,2% e Colombia +2,9%.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2019 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2019-2018	Prezzo medio peakload 2019 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2019-2018
Italia	**52,3**	**-14,6%**	**58,4**	**-14,2%**
Spagna	47,5	-17,1%	51,2	-16,8%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2019	2018	2019-2018
Mercato finale (residenziale) (1)			
Italia	0,2301	0,2067	11,3%
Francia	0,1765	0,1754	0,6%
Romania	0,1358	0,1333	1,9%
Spagna	0,2403	0,2383	0,8%
Mercato finale (industriale) (2)			
Italia	0,1066	0,0755	41,2%
Francia	0,0704	0,0686	2,6%
Romania	0,0985	0,0794	24,1%
Spagna	0,0943	0,0880	7,2%

(1) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.
Fonte: Eurostat.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m^3

	2019	2018	2019-2018	
Italia	**72.947**	**71.514**	**1.433**	**2,0%**
Spagna	34.215	30.062	4.153	13,8%

Il 2019 è stato caratterizzato da un incremento della domanda gas in Italia (+2,0%), mentre in Spagna la crescita della domanda è stata particolarmente forte (+13,8%) e sostenuta principalmente dalla generazione elettrica.

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m^3

	2019	2018	2019-2018	
Reti di distribuzione	31.650	32.355	(705)	-2,2%
Industria	14.002	14.266	(264)	-1,9%
Termoelettrico	25.775	23.361	2.414	10,3%
Altro (1)	1.520	1.532	(12)	-0,8%
Totale	**72.947**	**71.514**	**1.433**	**2,0%**

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

Osservando la domanda gas per settore, si evince come l'incremento registrato in Italia nel 2019 sia esclusivamente dovuto al settore termoelettrico che ha visto una crescita di oltre 10 punti percentuali grazie al forte ribasso del prezzo PSV che ha reso particolarmente competitiva la produzione da cicli combinati.

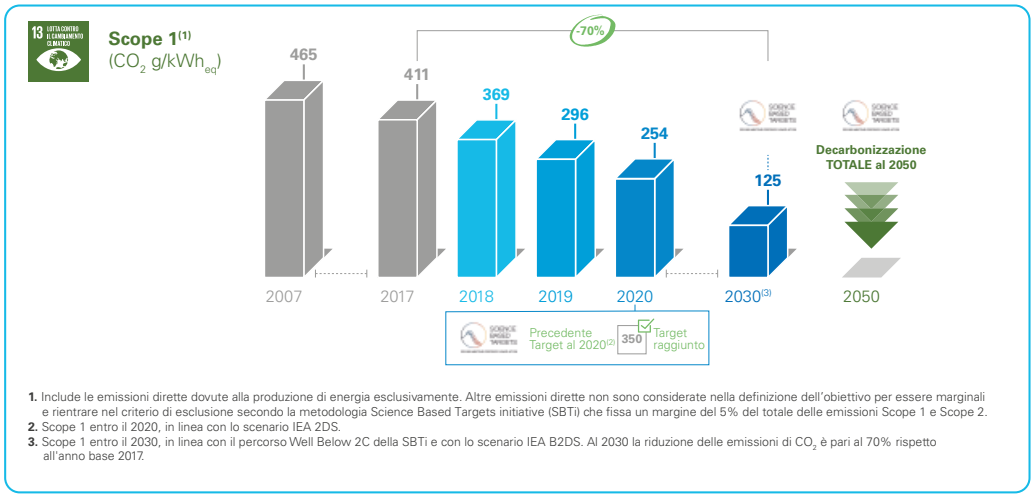
Cambiamento climatico e scenari di lungo termine

Enel, nelle pagine che seguono, mette in risalto la sua strategia, incentrata sul processo di decarbonizzazione, innovazione e digitalizzazione, e fortemente indirizzata verso la lotta al cambiamento climatico, descrivendo altresì un modello di business integrato e orientato verso gli obiettivi di sviluppo sostenibile. In tal senso, al fine di promuovere la trasparenza nella propria disclosure relativa al cambiamento climatico, intende dare ai propri stakeholder tutti gli strumenti e le informazioni che evidenziano come il Gruppo stia 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)[1] del Financial Stability Board, che a giugno 2017 ha pubblicato specifiche raccomandazioni sulla rendicontazione volontaria dell'impatto finanziario dei 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[2], costituiscono il principale quadro di riferimento in merito alla divulgazione da parte del Gruppo delle tematiche legate al cambiamento climatico nel corso del 2019.

Il Gruppo Enel è impegnato a sviluppare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21)[3] per contenere l'aumento medio della temperatura globale al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e per continuare a limitare tale aumento a 1,5 °C. Nel 2019 Enel ha riaffermato ufficialmente questo impegno, rispondendo alla richiesta di azione da parte delle Nazioni Unite ed essendo l'unica azienda italiana a sottoscrivere l'impegno a limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5 °C e a raggiungere le zero emissioni entro il 2050.
L'ambizione del Gruppo circa la leadership nella transizione energetica e nella lotta al cambiamento climatico si è ulteriormente rafforzata nel 2019: l'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette dovute alla produzione di energia per il 2020, fissato nel 2015 a 350 g/kWh$_{eq}$ di CO_2 con una riduzione del 25% rispetto al valore del 2007, è stato raggiunto con un anno di anticipo; il 2019 si è chiuso infatti con una riduzione del 37% rispetto al 2007, raggiungendo un valore pari a 296 g/kWh$_{eq}$ di CO_2. Questo obiettivo è stato certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi)[4] come coerente con lo scenario 2DS[5] dell'International Energy Agency, che definisce un percorso di sviluppo del sistema energetico e una traiettoria delle emissioni coerente con almeno il 50% di possibilità di limitare la media globale aumento di temperatura a 2 °C. Di conseguenza, la previsione di riduzione per il 2020 è stata aggiornata nel nuovo Piano Strategico 2020-2022, con un valore pari a 254 g/kWh$_{eq}$ di CO_2.

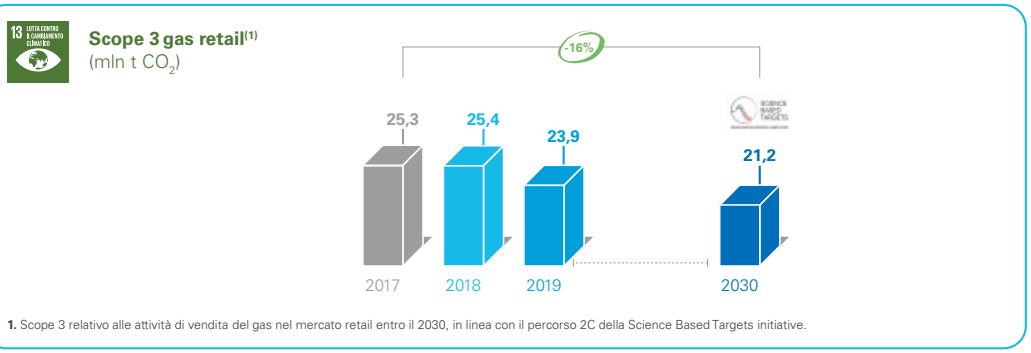
A settembre 2019 Enel ha ulteriormente incrementato il suo commitment definendo un nuovo obiettivo per il 2030, con il quale si è impegnata a ridurre del 70% entro il 2030 le emissioni dirette di CO_2 per kWh$_{eq}$ (Scope 1), rispetto al 2017. Questo traguardo, legato alle emissioni dirette dovute alla produzione di energia, è quasi tre volte più ambizioso rispetto al precedente fissato per il 2020, ed è completamente allineato all'Accordo di Parigi (COP21). Inoltre, l'obiettivo è stato certificato dalla SBTi, che è finora il criterio di certificazione più ambizioso disponibile per il settore delle utility ed è coerente con il Well Below 2C pathway della SBTi e lo IEA B2DS scenario. Tale accelerazione risponde inoltre all'appello del gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) nel contesto del rafforzamento della risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici. Inserito nella relazione speciale, l'appello mette in guardia contro gli impatti del riscaldamento globale di 1,5 °C al di sopra dei livelli pre-industriali e i relativi percorsi globali di emissione di gas a effetto serra.

(1) La TCFD è la Task Force istituita dal Financial Stability Board nel dicembre 2015 per sviluppare linee guida e raccomandazioni volontarie per le aziende al fine di fornire informazioni a tutti gli stakeholder su rischi e opportunità legati al cambiamento climatico.
(2) La Global Reporting Initiative è un'organizzazione internazionale indipendente che si occupa della definizione di standard globali di reporting in materia di sostenibilità.
(3) L'accordo raggiunto nel dicembre 2015 in occasione della ventunesima riunione della Conferenza delle parti (COP21) prevede l'impegno a mantenere l'innalzamento della temperatura globale sotto i 2 °C e – se possibile – sotto 1,5 °C rispetto ai livelli pre-industriali.
(4) Iniziativa che ha lo scopo di fornire alle aziende target di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG) in linea con quanto, secondo l'attuale livello di conoscenza scientifica, si ritiene necessario per il contenimento del rialzo della temperatura globale ben al di sotto dei 2 °C.
(5) Lo scenario 2DS descrive un sistema energetico coerente con una traiettoria di emissioni che, con l'80% di possibilità, consentirebbe di limitare l'aumento della temperatura globale media entro i 2 °C.



1. Include le emissioni dirette dovute alla produzione di energia esclusivamente. Altre emissioni dirette non sono considerate nella definizione dell'obiettivo per essere marginali e rientrare nel criterio di esclusione secondo la metodologia Science Based Targets initiative (SBTi) che fissa un margine del 5% del totale delle emissioni Scope 1 e Scope 2.
2. Scope 1 entro il 2020, in linea con lo scenario IEA 2DS.
3. Scope 1 entro il 2030, in linea con il percorso Well Below 2C della SBTi e con lo scenario IEA B2DS. Al 2030 la riduzione delle emissioni di CO_2 è pari al 70% rispetto all'anno base 2017.

Parallelamente alle emissioni dirette il Gruppo ha fissato un nuovo obiettivo, anch'esso certificato dalla Science Based Targets initiative, per ridurre del 16% entro il 2030 anche le emissioni indirette associate al consumo di gas da parte dei clienti finali del Gruppo (emissioni indirette derivanti dell'uso di prodotti venduti), che rappresentano una fonte rilevante delle emissioni indirette Scope 3.



1. Scope 3 relativo alle attività di vendita del gas nel mercato retail entro il 2030, in linea con il percorso 2C della Science Based Targets initiative.

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 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 determina 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 inquinanti sempre più basso.

Le tematiche connesse ai trend futuri delle variabili climatiche (in termini di fenomeni acuti e fenomeni 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". L'adozione degli scenari descritti e la loro integrazione nei processi aziendali tengono conto delle linee guida della TCFD e sono un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico.

Lo scenario climatico fisico

Tra le proiezioni climatiche sviluppate dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)[6] su scala globale, il Gruppo ne ha selezionate due caratterizzate, entrambe, da uno specifico livello di emissioni (collegato al cosiddetto "Representative Concentration Pathway"):

- **Representative Concentration Pathway 2.6 (RCP 2.6)**: compatibile con un riscaldamento globale al di sotto dei +2 °C, rispetto ai livelli preindustriali, entro il 2100, ovvero una media di circa +1 °C nel periodo 2081-2100;
- **Representative Concentration Pathway 8.5 (RCP 8.5)**: compatibile con uno scenario dove non si attuano particolari misure di contrasto al cambiamento climatico: uno dei cosiddetti "Business as usual scenario". In tale scenario si stima un aumento di temperatura globale di circa +4,3 °C, rispetto ai livelli preindustriali, nel periodo 2081-2100.

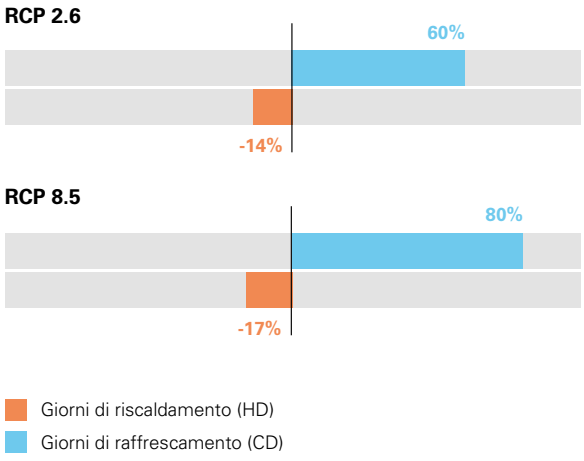
Nelle proiezioni climatiche RCP 8.5 le aree geografiche del Mediterraneo e del Centro/Sud America, subiranno un sensibile incremento delle temperature medie e una sensibile riduzione delle precipitazioni, i cui effetti diverranno più marcati nella seconda metà del secolo con un trend crescente fino al 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 sono globali, quindi, al fine di definirne il loro effetto nelle aree di rilevanza per il Gruppo, 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 maggiori variabili climatiche con una risoluzione pari a riquadri di 50 km per lato e un orizzonte temporale di previsione che va dal 2030 al 2050. Le principali variabili in questione sono rappresentate dalle temperature medie, dalle precipitazioni di neve e pioggia e dalle radiazioni solari. La prima fase di studio condotta nel 2019 ha portato all'elaborazione di proiezioni che hanno riguardato Italia e Spagna con la conseguente definizione di un preliminare scenario fisico.

Italia

Fenomeni acuti: nel periodo 2030-2050 si prevede che le ondate di calore aumentino in maniera sensibile sia in termini di frequenza sia come distribuzione geografica, in particolar modo nelle regioni meridionali. L'intensità delle piogge e delle nevicate straordinarie subiscono, in tali scenari, un incremento ma con una frequenza in diminuzione rispetto ai dati storici.

Fenomeni cronici: la temperatura media annuale è prevista in aumento nel periodo 2030-2050, con incrementi in entrambi gli scenari RCP 2.6 e 8.5. Nello scenario RCP 8.5 la temperatura è prevista in incremento mediamente di 0,4 °C rispetto allo scenario RCP 2.6 nel periodo 2030-2050 e questo differenziale 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. In termini di heating days (HD), ovvero i giorni con una temperatura inferiore a 15 °C, e di cooling days (CD), ovvero i giorni con una temperatura superiore a 24 °C, si ha, nel periodo 2030-2050, una riduzione di HD (-14%) e un aumento di CD (+60%) nello scenario RCP 2.6, mentre nello scenario RCP 8.5 si riscontra una maggiore riduzione di HD (-17%) e un maggiore aumento di CD (+80%).

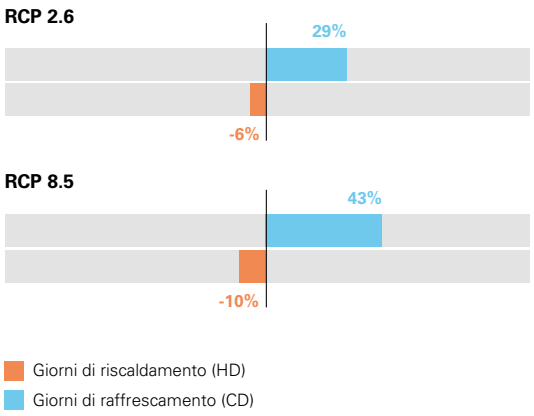


(6) L'IPCC, fondato nel 1988 da UNEP (United Nations Environment Programme) e WMO (World Meteorological Organization), è il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici. L'IPCC fornisce, su base scientifica, analisi nell'ambito climatico al fine di supportare i governi nella definizione delle politiche di contrasto al cambiamento climatico.

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 dell'intensità degli eventi 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.

Fenomeni cronici: la temperatura media annuale è prevista in aumento, nel periodo 2030-2050, con incrementi in entrambi gli scenari RCP 2.6 e 8.5. Nello scenario RCP 8.5 la temperatura è prevista in incremento mediamente di 0,4 °C rispetto allo scenario RCP 2.6 nel periodo 2030-2050 e questo differenziale crescerà in maniera sensibile nella seconda metà del secolo. In termini di heating days (HD) e di cooling days (CD) si ha, nel periodo 2030-2050, una riduzione di HD (-6%) e un aumento di CD (+29%) nello scenario RCP 2.6, mentre nello scenario RCP 8.5 è atteso un numero di HD ancora minore (-10%) e un aumento di CD più alto (+43%).



Lo scenario di transizione

Lo scenario di transizione fa riferimento alla descrizione dell'evoluzione dei settori industriali e di business in un contesto economico, sociale e regolatorio coerente con differenti trend di emissioni di gas serra (GHG) e, quindi, correlato con gli scenari climatici RCP 8.5 e 2.6. In tal senso il Gruppo si è dotato di strumenti quantitativi che, a fronte della definizione delle assunzioni riguardo all'evoluzione del 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 di tutte le variabili rilevanti che caratterizzano un sistema energetico nazionale rispetto alle attività del Gruppo.

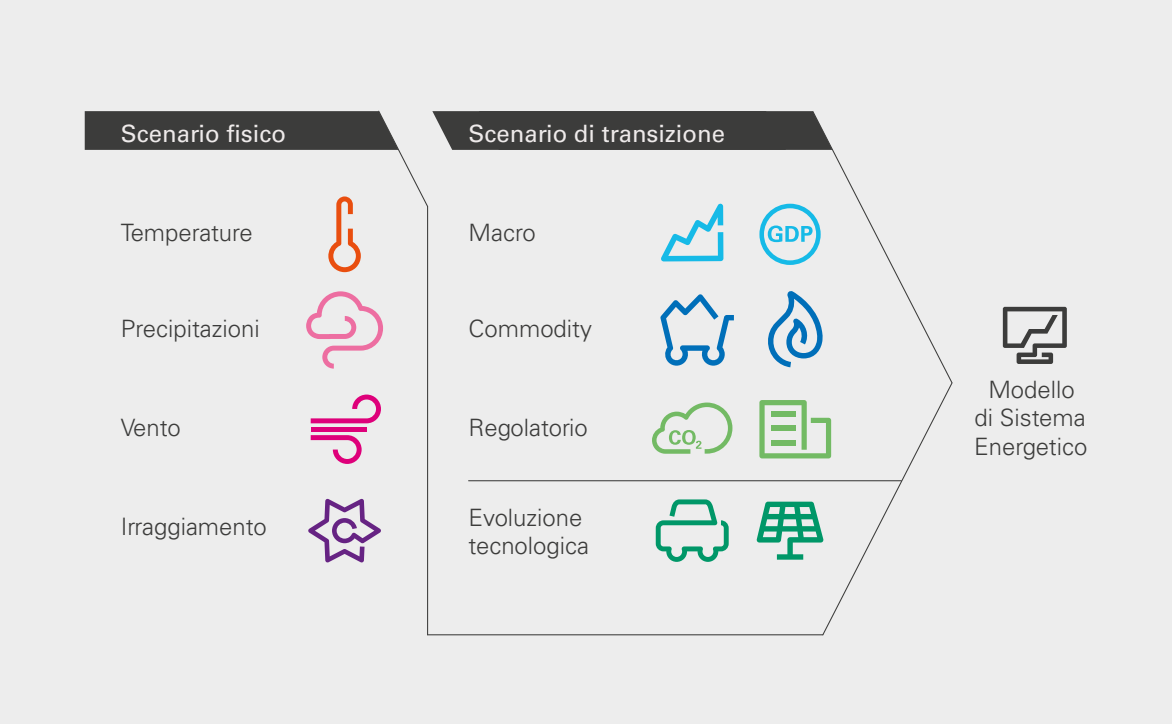
Quindi nella definizione degli scenari di transizione si distinguono:

- le assunzioni relative al contesto globale macroeconomico ed energetico in termini di prezzo delle commodity, tassi di interesse, prodotto interno lordo ecc., con riferimento ai benchmark internazionali quali International Energy Agency (IEA), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) ecc. Per quanto riguarda lo IIASA, per esempio, sono stati presi in considerazione i fondamentali relativi alla domanda di commodity sottostante gli "Shared Socioeconomic Pathways (SSPs)", in cui si sviluppano scenari di contesto energetici generali collegati agli scenari climatici fisici. Le informazioni derivanti dagli "SSPs" sono utilizzate a supporto delle previsioni di lungo periodo sui prezzi delle commodity;
- le assunzioni sulle policy e sui provvedimenti regolatori locali in merito alle politiche di contrasto al cambiamento climatico, quali la riduzione di emissioni di anidride carbonica, l'efficienza del sistema energetico, la decarbonizzazione del settore elettrico, la riduzione di consumo di petrolio ecc. Per l'Italia e la Spagna si fa riferimento ai Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC), approvati anche in ambito europeo, mentre, in ambito extra-europeo, ci si riferisce ai rispettivi programmi nazionali in ambito energetico.

Al fine di definire lo scenario di transizione per la parte correlata con il settore elettrico, il Gruppo considera gli elementi precedentemente descritti (scenari fisici, assunzioni sul contesto macroeconomico ed energetico, evoluzioni regolatorie) come presupposti per la valutazione delle proiezioni future di domanda elettrica, produzione elettrica, rinnovabili ecc.

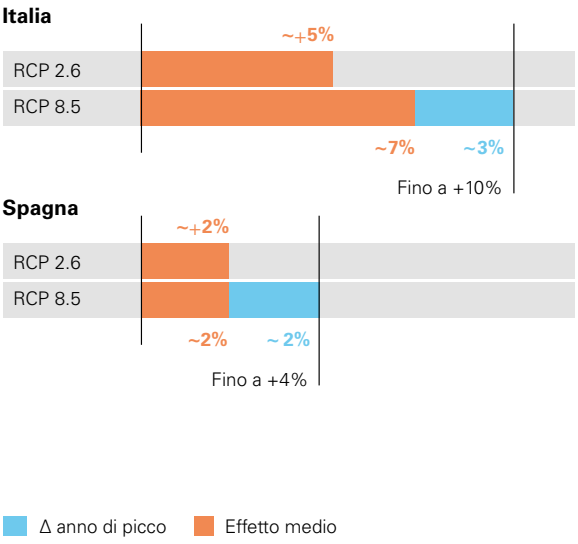
In tale quadro si è stimato, preliminarmente, l'effetto della temperatura sulla domanda elettrica nel lungo periodo (2030-

2050). Per l'Italia, si stima un incremento medio della domanda elettrica nazionale fino al 5%, dovuto all'effetto combinato dell'aumento cronico delle temperature e della transizione del sistema verso una maggiore elettrificazione dei consumi.



Nello scenario fisico RCP 8.5, inoltre, aumenta la probabilità di anni estremamente caldi che conducono a un aumento prospettico fino al +10% della domanda elettrica, insieme ai rischi connessi con una maggiore frequenza di eventi estremi climatici. Nel caso della Spagna, invece, nel medesimo orizzonte temporale gli effetti cronici portano a un aumento di domanda pari a circa il 2% in media e, nel possibile anno di picco dello scenario RCP 8.5, possono arrivare fino al +4%. L'aumento più contenuto della domanda elettrica, nel caso spagnolo rispetto a quello italiano, è principalmente dovuto a un minore spazio per l'elettrificazione futura dei consumi in quanto già ampiamente elettrificati, come conseguenza della presenza del nucleare nel Paese. Tali effetti isolano il solo effetto della temperatura sulla domanda elettrica nel lungo periodo e comprendono l'evoluzione inerziale del sistema energetico nazionale, non considerando invece le ripercussioni derivanti dagli effetti del cambiamento climatico, sottolineate anche dal rapporto speciale sul riscaldamento globale dell'IPCC e che potrebbero avere effetti indiretti anche sulle economie e quindi sulla richiesta di energia elettrica.

Effetti sulla domanda elettrica
(2030-2050)



La strategia del Gruppo

La definizione della strategia del Gruppo si basa su tantissimi fattori, a partire dalla valutazione del contesto esterno. 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 & Governance) di società del settore Utility e di altre industrie (come per esempio automotive, tech e oil & gas), finalizzate a monitorare, indirizzare e sostenere il vantaggio competitivo e il posizionamento di leadership del Gruppo;
- visione industriale: una panoramica delle macro-tendenze 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, che si articola nelle seguenti principali attività:

- posizionamento di lungo termine: valutazione delle opzioni strategiche su un orizzonte temporale che vada 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;
- dialogo strategico: un processo rolling, in cui si discutono temi strategici rilevanti e che si distacca da quello che è tipicamente il processo di piano strategico, che a sua volta viene nutrito dal continuo feedback delle fasi di dialogo strategico. 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 o organizzativo e di sinergie tra business;
- valutazione fattori ESG e risultati analisi di materialità (materiality analysis): Enel svolge l'analisi di materialità secondo una metodologia consolidata, che tiene in considerazione i principali standard in materia (Global Reporting Initiative - GRI e Sustainability Accounting Standards Board - SASB) con l'obiettivo di identificare i temi di maggiore rilevanza sia per l'azienda sia per gli stakeholder (temi materiali), e di verificarne l'"allineamento" o "disallineamento" tra aspettative esterne e rilevanza interna.

La strategia del Gruppo Enel si è dimostrata in grado di creare valore in maniera sostenibile sul lungo termine, integrando i temi di sostenibilità e di grande 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 (ovvero Sustainable Development Goals, di seguito SDG) nell'Agenda 2030.

Piano Strategico

Il nuovo Piano Strategico 2020-2022 conferma questa impostazione, integrando esplicitamente gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria.

Promuovendo un modello di business e comportamenti sostenibili, il Gruppo Enel ha l'ambizione di contribuire a tutti gli SDG, facendo anche leva sull'SDG 17 (Rafforzare i mezzi di attuazione e rinnovare il partenariato mondiale per lo sviluppo sostenibile) allo scopo di favorire partenariati globali per affrontare le molteplici sfide a livello planetario.

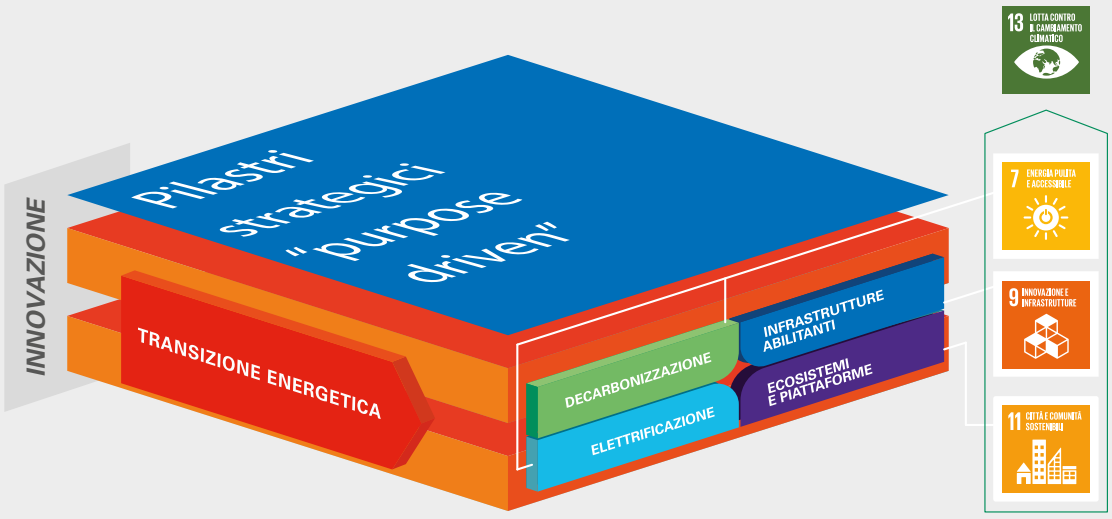
Il piano di investimenti, nello specifico, si rivolge direttamente a quattro SDG principali, che rappresentano più del 90% degli investimenti complessivi del Gruppo per il periodo 2020-2022, pari a un totale di 28,7 miliardi di euro:

- Affordable and clean energy (SDG 7);
- Industry, innovation and infrastructure (SDG 9);
- Sustainable cities and communities (SDG 11);
- Climate Action (SDG 13).

I pilastri strategici "purpose driven" del nuovo Piano rappresentano i principali trend di settore e i fattori abilitanti connessi alla transizione energetica e al raggiungimento degli SDG.

I trend di decarbonizzazione ed elettrificazione, naturalmente connessi alla generazione e alla vendita di energia, saranno abilitati dallo sviluppo di reti sempre più digitali e dall'evoluzione verso modelli di business e modelli operativi a piattaforma.

I pilastri del Piano Stategico 2020-2022

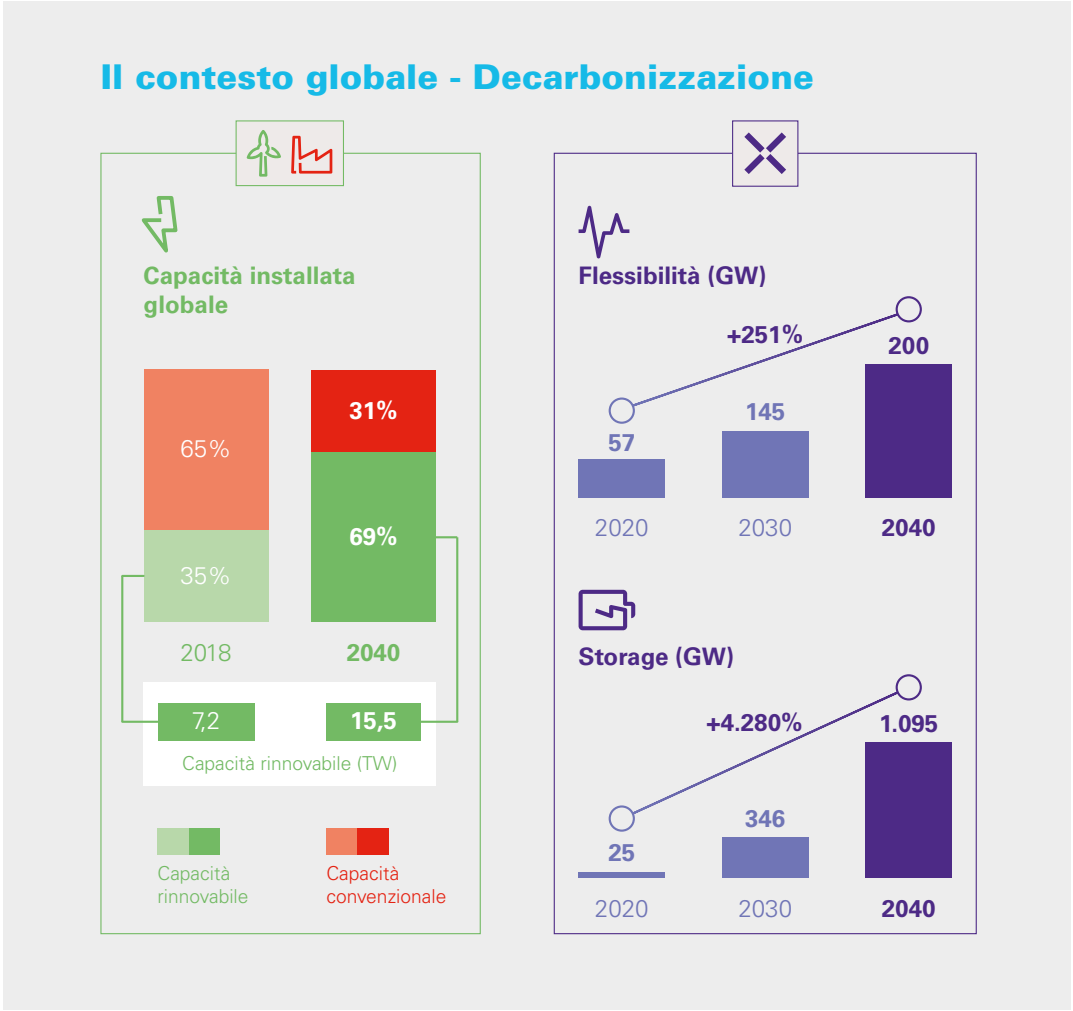


Decarbonizzazione

In termini di decarbonizzazione, in una configurazione dello scenario[7] coerente con il contenimento del riscaldamento globale in linea con l'Accordo di Parigi, la capacità installata rinnovabile dovrebbe passare dal 35% del 2018 al 69% del 2040, grazie alla progressiva diminuzione dei costi di produzione e alla accresciuta consapevolezza pubblica sui temi climatici.

Tale evoluzione del sistema verso fonti più variabili richiederà una maggiore flessibilità per gestire l'equilibrio tra generazione e consumo; pertanto, ci si attende che anche le tecnologie di Demand Response e di Storage crescano significativamente, anche in questo caso aiutate da una forte riduzione dei costi, che si prevede diminuiranno della metà nei prossimi 20 anni.

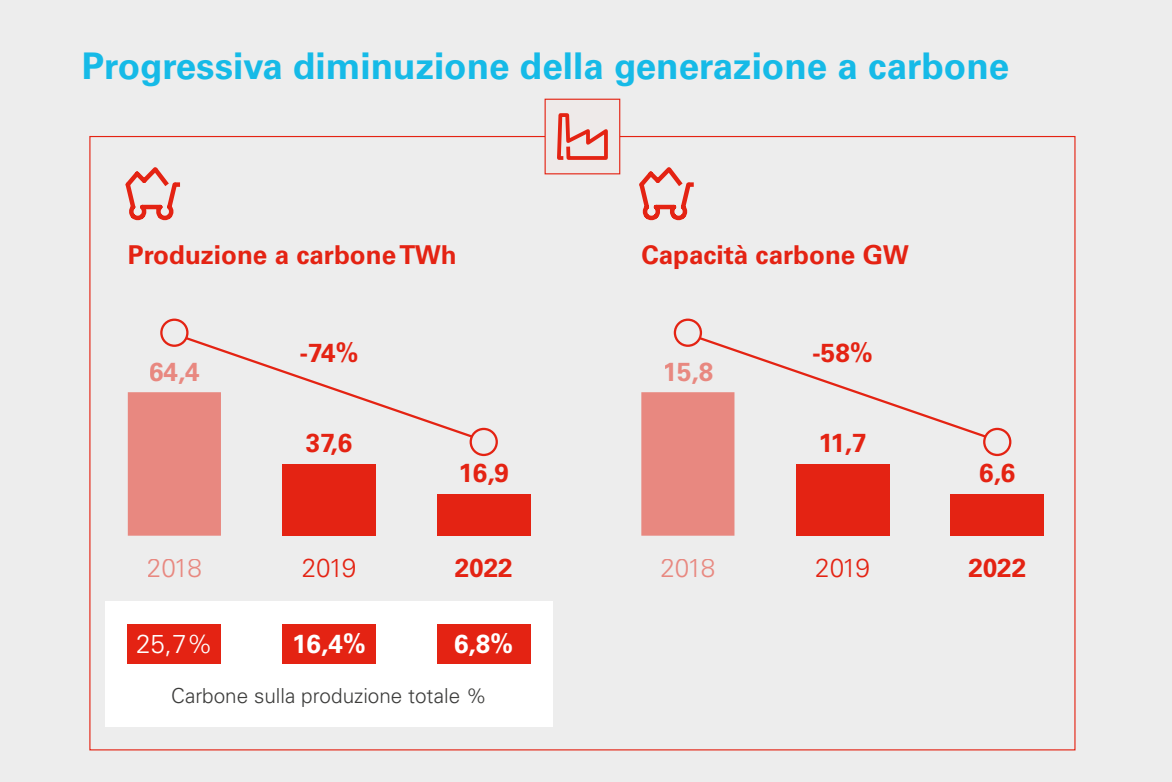
Per poter meglio rispondere alle sfide poste dalla rapida cre-



(7) Sustainable Development Scenario IEA (International Energy Agency), *Word Energy Outlook 2019*.

scita delle energie rinnovabili, consentendo al Gruppo di integrare e accelerare efficacemente anche l'evoluzione della generazione termica nella prossima fase futura, sono state create una struttura e un team di gestione comuni per tutta la generazione elettrica.

Gli importanti obiettivi che il piano si pone in termini di decarbonizzazione saranno pertanto raggiunti grazie a un'accelerazione dello sviluppo rinnovabile, contestualmente a un progressivo abbandono degli impianti a carbone; l'obiettivo al 2030, con una diminuzione della produzione del 74% già nel 2022, è quello di far diventare la produzione a carbone totalmente marginale.



L'obiettivo di aumento capacità rinnovabile è previsto in aumento di 14,1 GW nel periodo 2020-2022, e verrà raggiunto sulla base di diversi indirizzi strategici:

- 5,4 GW saranno sviluppati in Paesi come l'Italia, la Spagna e il Cile, dove nuovi investimenti nelle energie rinnovabili supporteranno il processo di decarbonizzazione della flotta di generazione;
- 5,1 GW saranno sviluppati principalmente in Brasile e negli Stati Uniti, dove un numero crescente di grandi clienti si sta spostando dal mercato regolamentato per acquistare elettricità da fonti rinnovabili realizzate principalmente tramite accordi di acquisto a lungo termine (Power Purchase Agreement - PPA);
- 3,6 GW di capacità verranno sviluppati per supportare la nostra presenza in Paesi aperti di recente o in nuovi mercati, sia direttamente sia attraverso joint venture.

Grazie a questi interventi la capacità istallata di Gruppo al 2022 sarà per il 60% rinnovabile.

Al fine di supportare il processo di decarbonizzazione, il piano prevede anche il notevole contributo dei nuovi servizi di fles-

sibilità messi a disposizione da Enel X; il Demand Response crescerà dai 6,3 GW del 2019 agli oltre 10,1 GW del 2022, mentre il servizio di Storage, dagli attuali 110 MW passerà a circa 440 MW nel 2022.

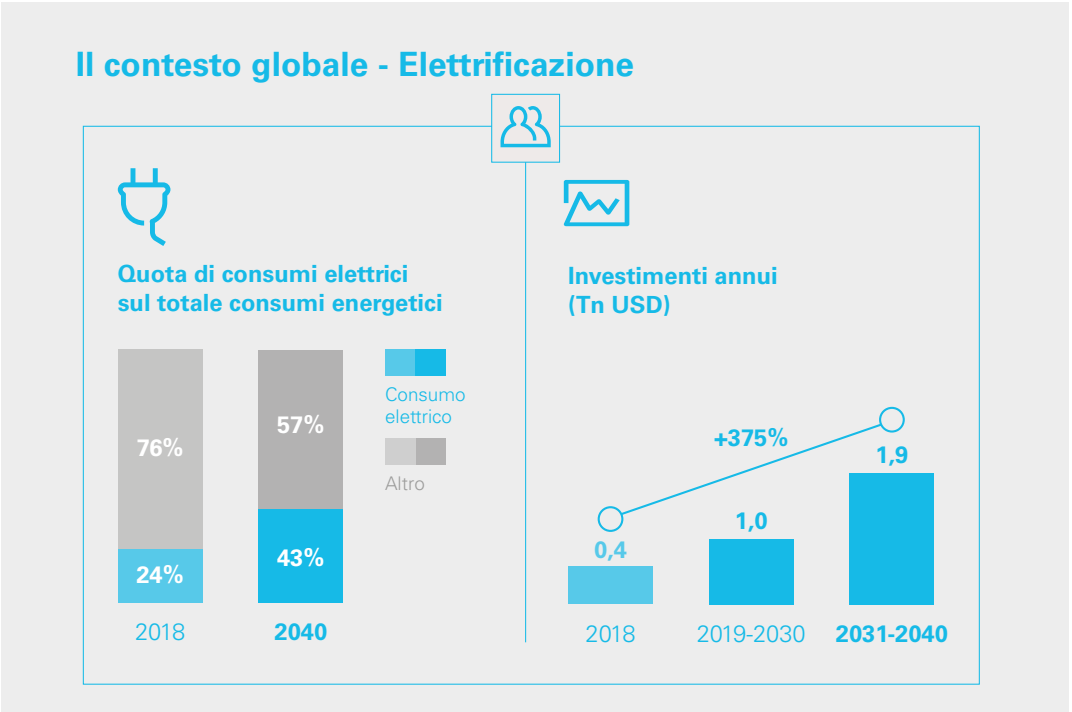
Elettrificazione

L'elettrificazione, intesa come passaggio al più efficiente vettore elettrico di consumi attualmente riversati su altre commodity, avrà un ruolo centrale nella strategia del Gruppo Enel. Coerentemente con lo scenario di sviluppo sostenibile dell'IEA[8], la quota di elettricità nel consumo globale finale di energia dovrebbe raggiungere il 43% nel 2040 (partendo dal 24% del 2018); questo scenario presuppone un notevole aumento degli investimenti medi annui per gli usi finali, che nel decennio 2030-2040 dovrebbero essere quasi cinque volte quelli effettuati nel 2018.

Le opportunità che deriveranno da questo trend riguarderanno un ampio spettro di attività, a partire dalla generazione distribuita, passando per gli interventi di efficienza energetica per gli edifici e le infrastrutture dei veicoli elettrici, permettendo di sostenere la crescita delle aziende che si posizioneranno in anticipo.

Il Piano di Enel punta a una quota di mercato stabile nel libero mercato dei Paesi europei, sostenuta da un aumento del 65% nel numero di clienti e una crescita del 21% nei volumi venduti sul mercato libero nel 2022, principalmente a seguito dell'eliminazione della tariffa regolamentata in Italia che attualmente è prevista all'inizio del 2022. Nei Paesi sudamericani, come il Brasile, Enel sta già beneficiando della graduale apertura del mercato con contratti a lungo termine con clienti esistenti.

Ulteriori spinte al processo di elettrificazione arriveranno dai contributi derivanti dalla mobilità elettrica, raggiungendo nel 2022 circa 736.000 punti di ricarica, e più in generale dai nuovi servizi offerti da Enel X.



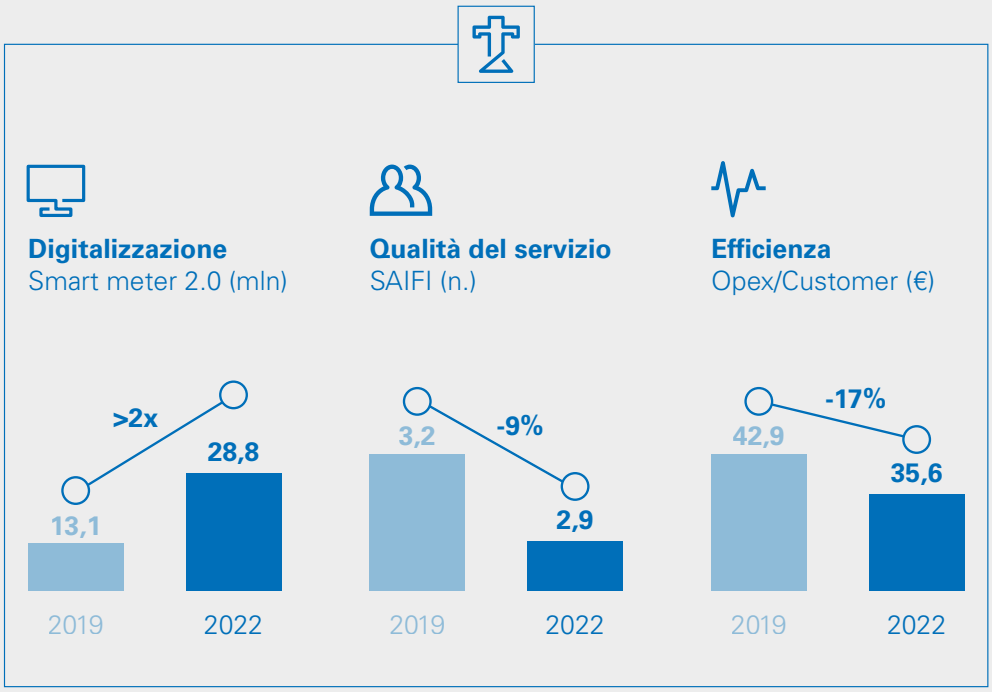
(8) Sustainable Development Scenario IEA (International Energy Agency), *Word Energy Outlook 2019*.

Abilitatori

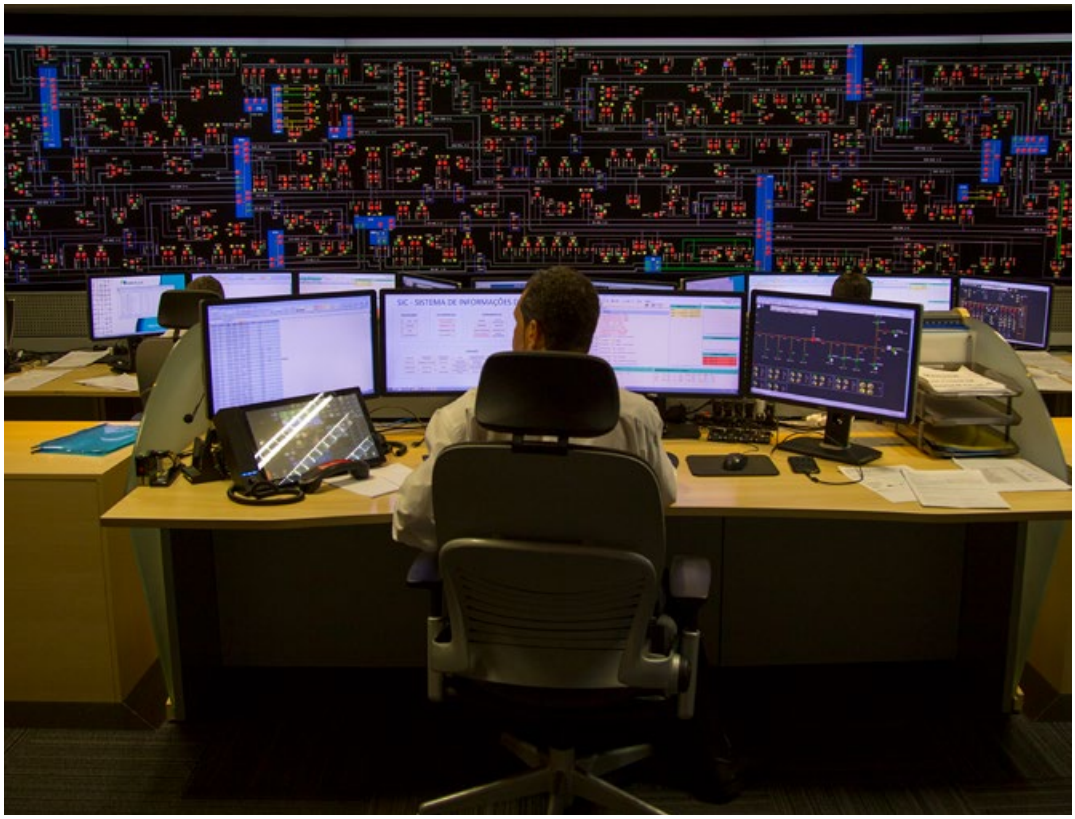
Per poter adeguatamente sostenere la creazione di valore tramite i due macro trend citati, il piano identifica nelle reti di distribuzione uno dei principali abilitatori; l'evoluzione del ruolo del distributore sarà centrale per sostenere la maggior complessità indotta dal sistema di generazione distribuita delle rinnovabili o dalla mobilità elettrica, per gestire il processo di digitalizzazione indotto dagli innovativi servizi messi a disposizione dei clienti finali e per garantire la resilienza del sistema energetico in considerazione degli impatti dei cambiamenti climatici.

L'obiettivo di Enel è rendere le reti più resilienti e flessibili e migliorarne la qualità; l'indice di frequenza media di interruzione del sistema è atteso in diminuzione del 9% in tre anni, con una contemporanea azione di efficientamento che diminuirà le Opex per cliente del 17% nello stesso periodo. Il Piano prevede di aumentare di oltre il doppio, da 13,1 a 28,8 milioni, il numero di contatori Smart 2.0.

Evoluzione principali KPIs della distribuzione

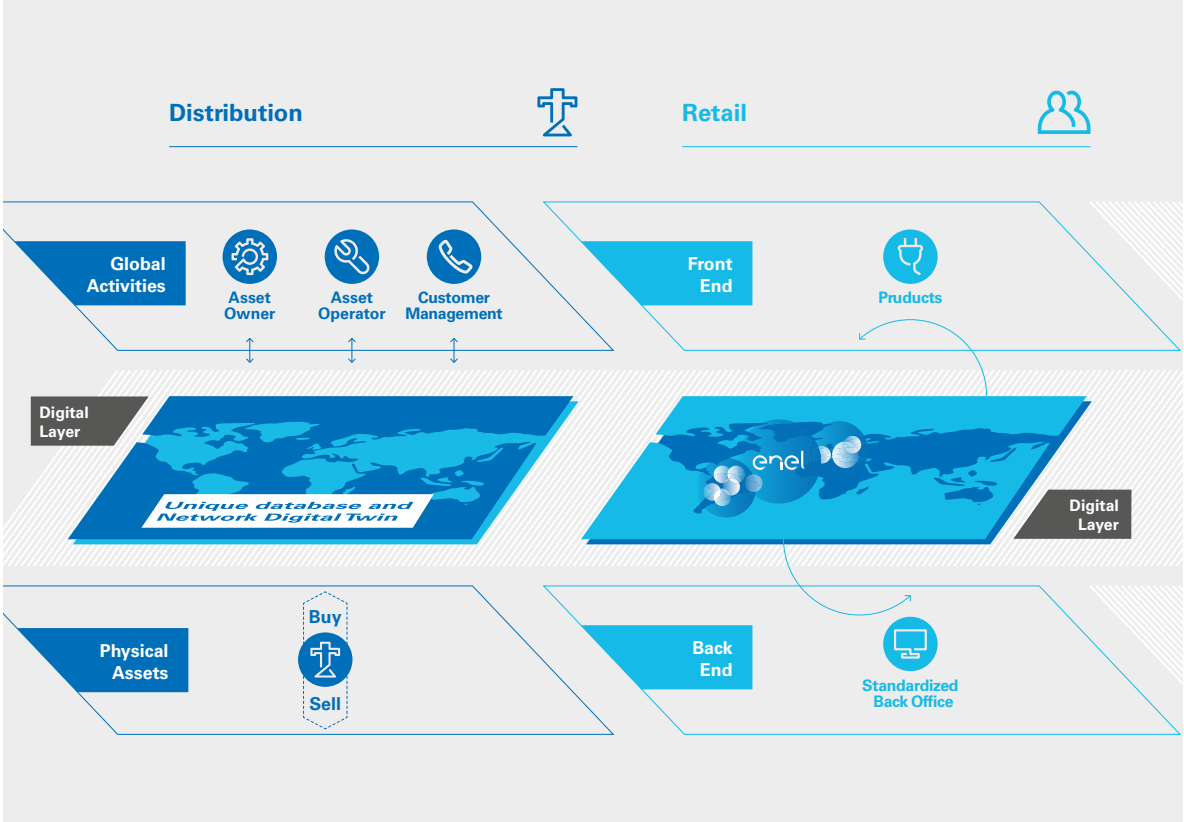


Parallelamente il Gruppo investirà circa 2,5 miliardi di euro nel triennio in piattaforme, principalmente legate all'evoluzione delle reti, del mercato e di Enel X. La strategia del Gruppo si fonda infatti sull'opportunità di cogliere i vantaggi indotti dalla platformization dei modelli operativi di business o di nuovi business model. Riguardo alle reti, una piattaforma globale significa standardizzare operazioni e manutenzione, processi di gestione dei clienti e allocazione di risorse e sistemi, consentendone l'ottimizzazione a livello globale e convergendo verso un modello Plug & Play che possa essere esportato quando vengono acquisite nuove reti.
Riguardo alle vendite retail, Enel costruirà il modello operativo attorno a prodotti e servizi, anziché ai mercati locali. La piattaforma globale consentirà la standardizzazione di processi e sistemi back-end e front-end, nonché lo sviluppo di prodotti globali.
Enel X è un modello di business che è by design concepito a piattaforma, in cui prodotti e servizi innovativi vengono sviluppati e consegnati a livello globale ai nostri clienti. Ciò rappresenta un'opportunità per una rapida scalabilità.

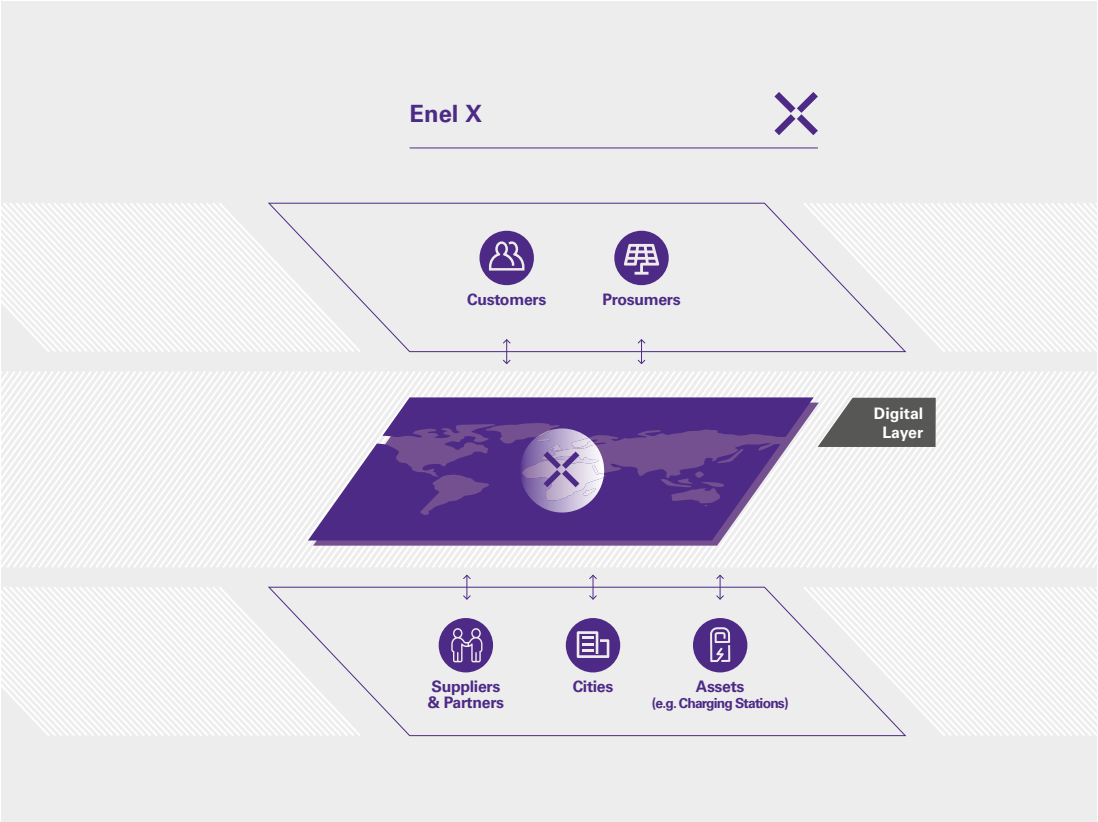


Il nuovo Piano Strategico, incentrato su business sostenibili, incorpora un consistente miglioramento del profilo di rischio, in linea col paradigma strategico "Sostenibilità = Valore".
La strategia di decarbonizzazione, grazie agli interventi varati sulla progressiva riduzione della produzione a carbone, si prevede causerà una riduzione di circa 0,5 miliardi di euro dell'EBITDA a rischio, nell'arco di piano 2020-2022. Contemporaneamente il piano ha rivisto il contributo dell'Argentina, caratterizzata da una persistente instabilità economica, per circa 0,9 miliardi di euro. A questi fenomeni, e ai nuovi scenari di crescita sui volumi di energia dei Paesi sudamericani, si associa il beneficio derivante dai volumi già contrattualizzati o comunque relativi a mercati regolati. In termini assoluti, sull'orizzonte 2020-2022, circa l'80% dei 58 miliardi di euro di EBITDA cumulati afferisce ad attività regolate o già contrattualizzate, e quindi solo il 20% sarà soggetto a rischio merchant.

In riferimento alla crescita prevista sulla capacità rinnovabile,



pari a 14,1 GW, solo 5,3 GW risultano ancora non indirizzati, ma potranno contare sulla pipeline di circa 20 GW attualmente presente nel periodo 2020-2022. In termini di produzione cumulata, inoltre, circa il 60% risulta già contrattualizzato, con prezzi in linea con le assumption di piano, mentre la customer base di clienti retail costituirà una naturale copertura per il rimanente 40%. Il progressivo aumento della produzione rinnovabile, inoltre, assicura un corrispondente abbassamento del livello di rischio connesso alla produzione elettrica: il rischio generato dai possibili andamenti delle commodity, in riferimento alla produzione termica, è infatti superiore a quello relativo alla variabilità delle fonti rinnovabili, che inoltre possono contare, nel caso di Enel, su un hedging geografico naturale. Per perseguire gli obiettivi strategici gli investimenti organici aumenteranno dell'11% rispetto al piano precedente, portando la crescita dell'EBITDA in aumento del 13%, a 20,1 miliardi di euro nel 2022.



Il Gruppo potrà, grazie alle strategie messe in campo, arrivare a un EBITDA ordinario low carbon di 18,3 miliardi di euro nel 2022; ciò porterà l'apporto di prodotti, servizi e tecnologie a basse emissioni di carbonio al 91% del totale. Nell'arco di piano, coerentemente con gli obiettivi di EBITDA, oltre il 90% dei Capex verrà destinato a prodotti, servizi e tecnologie a basse emissioni di carbonio.

La strategia del Piano 2020-2022 si fonda pertanto sulla convinzione che la corretta e tempestiva interpretazione dei principali trend, messa in atto dal Gruppo Enel, sia cruciale per garantire sostenibilità e crescita del business nel tempo. Ne è un esempio anche la recente collocazione del primo bond connesso agli obiettivi SDG effettuata dal Gruppo Enel. Questa emissione, avvenuta con un fattore di sconto rispetto a una emissione ordinaria, conferma le potenzialità insite nella strategia sostenibile del Gruppo, in questo caso consentendo una diminuzione del costo del debito.

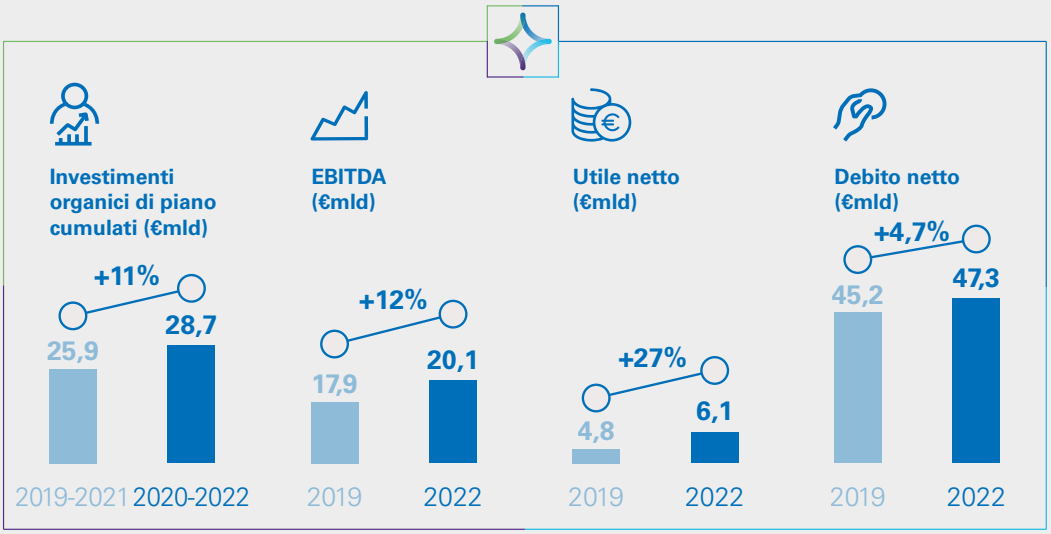
Il continuo impegno nella gestione finanziaria e la semplificazione della struttura di Enel genereranno, insieme al miglioramento delle prestazioni operative, una crescita del 27% degli utili netti. Il debito avrà un aumento limitato del 3% nonostante il piano di investimenti più elevato.

Il progressivo de-risking delle nostre attività e la significativa visibilità degli utili ci danno la fiducia di confermare non solo la nostra politica di Dividend per Share (DPS) minimo garantito di tre anni, ma anche di stabilire un nuovo DPS minimo garantito a 40 centesimi di euro nel 2022, confermando la bontà della strategia sostenibile di Enel, che si tradurrà in un tasso di crescita media di utili e dividendi di oltre l'8,0%, nel periodo 2019-2022.

Il Gruppo ha inoltre delineato alcuni indicatori relativi alla trasformazione in atto come attuazione della transizione energetica. Molti di tali indicatori, rappresentati alla pagina seguente, contribuiscono al raggiungimento dell'SDG 13.

Il Gruppo è pienamente convinto che ci sia ancora la possibilità di limitare il cambiamento climatico. La transizione energetica è a buon punto e, a oggi, tutti gli stakeholder sono coinvolti nella sfida condivisa per la decarbonizzazione del settore. Con il costante incremento del passaggio dal combustibile fossile alle energie rinnovabili, l'elettrificazione dell'economia e del consumo energetico, la transizione continueranno ad accelerare. Ciò fornirà una crescita sostenuta della domanda

Principali obiettivi finanziari del Gruppo



elettrica nel medio e lungo termine, garantendo alla società un'energia più pulita e più accessibile.

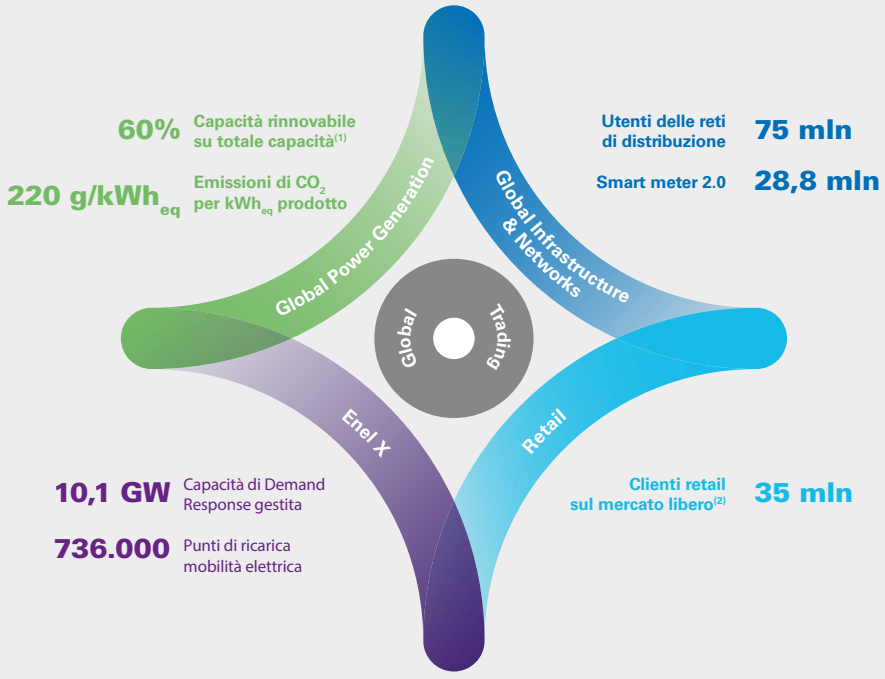
Il Gruppo continua a promuovere la crescita economica e sociale delle comunità locali in cui opera, confermando e rafforzando il proprio impegno specifico sui seguenti SDG: 2,5 milioni di beneficiari di un'istruzione di qualità nel periodo 2015-2030 (SDG 4); 10 milioni di beneficiari per quanto riguarda 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).

La centralità delle persone è uno dei pilastri della strategia sostenibile di Enel. Grande attenzione è dedicata alle persone che lavorano in azienda, attraverso la definizione di obiettivi puntuali 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 valutazioni delle performance e di clima aziendale, promozione di programmi di upskilling e reskilling volti a supportare la transizione energetica nonché lo sviluppo di competenze digitali, mantenendo l'obiettivo del coinvolgimento del 100% delle persone in training dedicati al tema. Il Gruppo, inoltre, si pone l'obiettivo di promuovere la diversità consolidando al 2022 il raggiungimento del 50% di donne coinvolte nei processi di selezione.

La gestione della decarbonizzazione, delle persone nonché delle comunità è in linea con l'impegno promosso dalle Nazioni Unite sulla "just transition" e firmato dall'Amministratore Delegato di Enel nel luglio 2019.

Obiettivi chiari sono legati anche a una sempre maggiore attenzione 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

Principali indicatori non finanziari 2022



(1) Incluso nucleare.
(2) Power & Gas.

sulla riduzione delle emissioni in atmosfera e dei consumi 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 i propri obiettivi di diffusione delle più avanzate soluzioni e delle relative azioni di verifica (Ethical Hacking, Vulnerability Assessment ecc.), nonché di sensibilizzazione in merito alla cultura della sicurezza informatica.

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 legate al posizionamento strategico del Gruppo. In particolare, vengono individuati i fattori di rischio quali tassi di cambio, inflazione, prezzi e volumi, regolatorio, crescita industriale, portafoglio clienti ed efficienza, 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 probabilistica[9] 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 per 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'esecuzione del piano industriale.
Viene inoltre monitorata la validità dei risultati attraverso analisi ex post per cluster di rischio. Nel 2019, gran parte degli upside e downside realmente accaduti sono ampiamente rientrati nei limiti stimati dai modelli di rischio del Piano Strategico presentato a fine 2018.
Focalizzandosi sull'analisi di rischio stocastica per il Piano Strategico, i tassi di cambio e la volatilità dei prezzi dell'energia e delle commodity rappresentano la quasi totalità della volatilità. In particolare, le valute più impattanti, oltre al dollaro, risultano il peso argentino, quello colombiano e il real brasiliano. Tuttavia, l'assetto del Gruppo è tale che l'impatto della volatilità delle monete sudamericane impatta sull'utile netto per percentuali poco rilevanti, come mostrato nella presentazione al CMD (Capital Markets Day). Per le volatilità dei prezzi dell'energia e delle fluttuazioni delle commodity sui margini, l'Italia e la Spagna rappresentano più della metà della rischiosità del Gruppo.
Seguendo gli altri fattori di rischio, 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 – mentre i rischi macroeconomici, come inflazione e domanda elettrica, risultano essere meno significativi rispetto agli altri.
In generale il Gruppo può contare su alcune correlazioni implicite fra i fattori di rischio in grado di creare effetti diversificazione e che quindi mitigano sensibilmente le esposizioni totali; per esempio la diversificazione geografica, oppure gli andamenti di tassi di cambio e inflazione, o gli andamenti dei prezzi delle commodity tra costi e ricavi di generazione.
Per quanto riguarda i fattori di rischio valutati in modalità deterministica è opportuno ricordare:

- il monitoraggio di tutti i possibili aspetti regolatori, anche in relazione alle normative legate al clima, che risulta essere determinante per gli eventuali impatti positivi o negativi sul Gruppo;
- le stime effettuate sulla base degli stress test dei driver di crescita industriale (principalmente Rinnovabili e Reti);
- le stime di impatto sul mancato raggiungimento del portafoglio clienti (Mercati Retail ed Enel X).

(9) Analisi stocastica condotta con il metodo Monte Carlo.

Risk management

Per la natura del proprio business il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi e, in particolare, a rischi di natura finanziaria, rischi industriali e ambientali, rischi strategici derivanti dall'evoluzione del mercato, nonché rischi legati alla sostenibilità e al cambiamento climatico.
Per affrontare efficacemente tali rischi, Enel ha adottato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (c.d. "SCIGR"). 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.
Il Consiglio di Amministrazione svolge un ruolo di indirizzo e si impegna a sviluppare opportune linee guida che assicurino, a ogni livello del Gruppo, l'adozione di decisioni consapevoli e coerenti con i rischi connessi (compresi quelli legati al cambiamento climatico). A questo fine, 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 nell'ambito della gestione, del monitoraggio e del controllo dei rischi.
Di seguito sono descritte le principali tipologie di rischi e opportunità cui il Gruppo è esposto.

Rischi strategici legati al mercato e al contesto 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 vista sia tecnologico sia di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese. Come risultato di questi processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva ed, essendo l'elettricità il vettore di questo secolo, la competizione aumenta anche a opera di settori contigui, e ciò offre, d'altro canto, la possibilità alle utility di potersi affacciare su nuovi business.
Il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del contesto competitivo e di mercato, al fine di orientare al meglio le linee guida di sviluppo strategico.

Rischi regolatori

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

A fronte dei rischi che possono derivare da fattori regolatori, 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 regolatorio.

Rischio Paese

Il Gruppo mantiene una forte presenza internazionale, con circa il 50% dei ricavi generati all'estero e in diverse valute di riferimento. I flussi di cassa e gli asset aziendali sono pertanto esposti, oltre che alla variazione del contesto macroeconomico e finanziario globale, a fattori di rischio idiosincratico, quali: volatilità dei cambi e mutamento delle condizioni economiche, politiche, sociali e finanziarie nei vari Paesi di presenza. Rischi globali relativi a eventuali pandemie o crisi che possano influenzare la continuità di approvvigionamento di materiali o materie prime, alle migrazioni e alle attività produttive sono parimenti considerati, dati gli impatti strettamente legati alle matrici economiche, sociali e anche energetiche dei singoli Paesi.
Per un'analisi dettagliata di tale tipologia di rischi si rimanda al paragrafo "Scenario di riferimento".

Rischi di natura finanziaria

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato. Essi includono il rischio di prezzo commodity, il rischio di tasso di cambio, il rischio di tasso di interesse, il rischio di credito e il rischio di liquidità.

Enel ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di specifici Comitati interni, composti dal top management e presieduti dagli Amministratori Delegati delle società interessate (compresa Enel SpA), cui spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché la definizione e l'applicazione di specifiche policy, a livello di Gruppo e di singole Regioni, Paesi e Linee di Business Globali, che definiscono 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, Paesi e Linee di Business Globali, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema di limiti 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 44 del Bilancio consolidato.

Rischio di prezzo commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che, 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 sia sui mercati regolamentati sia 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.

Rischio di tasso di cambio

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

Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

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

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.

Rischio di 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 e indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, 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 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 a 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.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, o che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli 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 2019 il profilo di rischio di Enel attribuito da Fitch è stato rivisto in positivo portando il rating da "BBB+" ad "A-". Inoltre, nel 2019 Moody's ha migliorato l'outlook sul rating di Enel da stabile a positivo. 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.
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.

Rischi legati al capitale umano

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.

Rischi legati alla tecnologia digitale

Attacchi cibernetici ("cyber")

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, 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, nel 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. 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) implementati in tutta l'azienda, che potrebbero condurre 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, 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 implementazione 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 connessi alla protezione dei dati personali

La raccolta ed elaborazione dei dati personali rappresenta una delle più grandi sfide dell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati. Il Gruppo ha raccolto tale sfida accelerando i processi di trasformazione digitale, mentre attraversa una importante fase di crescita a livello globale per numero di clienti e aree geografiche. Ciò implica una naturale esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali, anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy, la cui inadeguata attuazione può causare perdite economiche o finanziarie e danni reputazionali.

Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato una struttura tesa a garantire che la protezione dei dati personali, riferibili a tutte le persone fisiche con le quali interagisce, sia pienamente rispettata. Ciò grazie alla nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali (RPD), figure che si occupano di supportare le aree di business nell'adozione di un approccio di "privacy by design", tale da rendere la protezione dei dati personali un elemento fondamentale nella progettazione di qualsiasi iniziativa o processo aziendale.

Rischi di natura ambientale

Nell'ultimo anno, in linea con una tendenza ormai consolidata, si è registrata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti ambientali e sfruttano risorse naturali scarse (tra cui molte materie prime ma anche l'acqua).

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 sempre più 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 e discriminante 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.

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.

Con particolare riferimento al rischio di scarsità idrica, esso 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.

Infine, 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.

Rischi e opportunità strategiche legati al cambiamento climatico

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.

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, 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. Tra il 2020 e il 2030 i trend di transizione saranno visibili in funzione dell'evoluzione del contesto: il Gruppo Enel ha scelto di agevolare e rendere possibile la transizione, ed è quindi pronto a cogliere tutte le opportunità che dovessero nascere da un'accelerazione di tale transizione. Come descritto in precedenza, le scelte strategiche già fortemente orientate alla transizione energetica, con più del 90% degli investimenti dedicati, 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 mettere in atto 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 (2022-2030)	Policy & Regulation	**Rischio/opportunità:** politiche su prezzo ed emissioni CO_2, incentivi alla transizione energetica, maggiore spazio per investimenti in rinnovabili e regolazione 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.

FENOMENI DI SCENARIO	ORIZZONTE TEMPORALE	CATEGORIA DI RISCHIO E OPPORTUNITÀ	DESCRIZIONE	DESCRIZIONE IMPATTO	MODALITÀ DI GESTIONE
Transizione	A partire dal medio periodo (2022-2030)	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 (2022-2030)	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**.
	A partire dal medio periodo (2022-2030)	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 periodo (1-3 anni), nel quale si possono fare analisi di sensibilità a partire dal Piano Strategico presentato ai mercati nel 2019; il medio periodo (fino al 2030), 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. 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 DI SCENARIO	CATEGORIA DI RISCHIO E OPPORTUNITÀ	DESCRIZIONE	ORIZZONTE TEMPORALE[1]	DESCRIZIONE IMPATTO
Fisico cronico	Mercato	**Rischio/opportunità:** maggiore o minore **domanda elettrica**.	Breve	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.
Fisico cronico	Mercato	**Rischio/opportunità:** maggiore o minore **produzione rinnovabile**	Breve	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.

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

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 si riscontrano nelle 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.

LINEE DI BUSINESS GLOBALI INTERESSATE	PERIMETRO	QUANTIFICAZIONE - TIPOLOGIA IMPATTO		UPSIDE/ DOWNSIDE	QUANTIFICAZIONE - RANGE <100 €MLN	100-300 €MLN	>300 €MLN
Global Power Generation	Gruppo	EBITDA/anno	+1%	Upside	■		
			-1%	Downside	■		
Global Power Generation	Gruppo Producibilità idroelettrica	EBITDA/anno	+10%	Upside		■	
			-10%	Downside		■	
	Gruppo Producibilità eolica	EBITDA/anno	+10%	Upside		■	
			-10%	Downside	■		
	Gruppo Producibilità solare	EBITDA/anno	+10%	Upside	■		
			-10%	Downside	■		

■ Upside scenario policy correnti
■ Downside scenario policy correnti

Le evidenze di scenario mostrano che cambiamenti cronici strutturali nei trend delle variabili fisiche si manifesteranno successivamente al 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.

Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi e opportunità

Per quanto riguarda i fenomeni fisici acuti (eventi estremi), l'incidenza e la frequenza dei fenomeni fisici estremi possono arrecare danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset e generare esternalità negative legate all'interruzione del servizio. Per valutare la rilevanza dei rischi di eventi climatici estremi saranno esaminati i risultati di scenario su frequenza e intensità dei fenomeni più rilevanti, con le informazioni tecniche sugli asset, tenendo conto dei diversi livelli di resilienza, e individuando metriche per la valorizzazione dei potenziali danni e delle eventuali esternalità dovute all'interruzione del business.

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 ex post dalle analisi degli eventi, 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.

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

- 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.
- Gestione delle politiche assicurative, che includono la copertura dai danni sugli asset e dalle esternalità negative dovute per esempio alla mancata produzione elettrica.
- 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.

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 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 Linea di Business Infrastructure and Networks, per far fronte ai suddetti eventi estremi il Gruppo Enel ha adottato, in aggiunta alle misure già previste per il potenziamento e il miglioramento della rete di distribuzione elettrica, un approccio innovativo denominato "4R". Tale approccio è stato strutturato negli ultimi anni in un corpo documentale che disciplina le misure da adottare in preparazione di un'emergenza sulla rete una volta che il danno è stato prodotto. La strategia delle 4R comprende in particolare:

4R - Risk prevention	Prima fase di "Risk prevention" comprendente tutte le azioni che consentono di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o di minimizzare i suoi effetti. Lo scopo è stato perseguito sia tramite interventi di aumento della robustezza dell'infrastruttura di rete a fronte degli eventi climatici estremi, sia tramite interventi manutentivi. Gli interventi di rinforzo della rete, in particolare, sono rivolti non soltanto a migliorare in generale la qualità del servizio, ma anche a ridurre il rischio di interruzioni prolungate ed estese in caso di guasto, secondo un approccio probabilistico. Tale approccio è stato utilizzato soprattutto per ridurre il rischio di interruzioni nelle installazioni critiche (cabine primarie) o in presenza di particolari configurazioni di rete (senza vie alternative di alimentazione). In Italia, per evitare i disservizi legati alla rottura dei conduttori delle linee aeree nel caso di formazione di manicotti di neve, è stato valutato il rischio di tali disservizi partendo dalla probabilità di perdere porzioni di rete e calcolando 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, l'aumento delle vie di ri-alimentazione e l'impiego del telecontrollo per sezionare nel più breve tempo possibile la porzione di rete affetta dal guasto. In Italia gli interventi orientati all'incremento della resilienza sono contenuti nel piano triennale di investimenti di e-distribuzione e mirano a contenere il rischio di interruzione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulla rete di media tensione della società. Tali interventi per il periodo 2017-2021 interessano circa 4 milioni di clienti e oltre 7.000 chilometri di linee di media tensione.
4R - Readiness	Successiva fase di "Readiness" comprendente tutti gli interventi che mirano a migliorare la tempestività con cui viene identificato un evento potenzialmente rischioso, ad assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, nonché a predisporre quanto necessario per intervenire una volta che un disservizio si è verificato sulla rete. Ne sono esempi i sistemi di previsione degli eventi meteorologici e del loro impatto sulla rete, l'approvvigionamento di adeguate dotazioni per realizzare impianti temporanei o assetti di rete di emergenza, la predisposizione di piani operativi e l'organizzazione di apposite esercitazioni. Una delle misure più importanti è sicuramente la definizione di accordi preventivi per la mobilitazione di risorse straordinarie preventivamente identificate per far fronte all'emergenza. Trattasi sia di risorse interne sia di risorse di imprese contrattiste operanti in altre aree del medesimo Paese e/o in altri Paesi.
4R - Response	La terza fase è detta di "Response", intesa come capacità di risposta operativa a uno specifico evento estremo, direttamente correlata alla capacità di mobilitare risorse operative sul campo e alla disponibilità di backup e ridondanze della rete.
4R - Recovery	L'ultima fase è quella di "Recovery", volta a ripristinare un livello di servizio accettabile e sicuro nel più breve tempo possibile.

Response e Recovery sono due leve tra loro complementari. La filosofia che guida gli interventi in queste due fasi è che per fronteggiare eventi eccezionali si debba ricorrere a risorse eccezionali e che quindi la mobilitazione di tutte le risorse disponibili predisposte nella fase di Readiness sia necessaria. La valutazione dei danni subiti dalla rete è la prima attività da eseguire. Enel provvede poi tempestivamente all'attivazione di task force di tecnici specializzati e all'impiego di mezzi speciali (elicotteri e gruppi elettrogeni) dedicati al rispristino del servizio nelle aree geografiche, nonché alla mobilitazione di risorse di personale proveniente da altre aree/Paesi. In queste fasi grande attenzione viene dedicata alla comunicazione con tutti gli attori coinvolti e alla definizione della migliore strategia di gestione del ripristino del servizio e delle fasi di riparazione delle linee e della rialimentazione dei clienti.

Al riguardo si segnala che il Gruppo Enel in Italia è invitato permanente del Comitato Operativo della Protezione Civile nazionale e ha sottoscritto Protocolli sia con la Protezione Civile nazionale sia con le Protezioni Civili regionali, al fine di favorire il flusso delle comunicazioni in situazioni di emergenza, la formazione reciproca e ogni iniziativa utile a rendere la collaborazione col sistema della Protezione Civile efficace e tempestivo.

Fenomeni di transizione: ripercussioni sul business, rischi e opportunità

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

Policy & Regulation

Limiti alle emissioni e carbon pricing

Introduzione di leggi e regolamenti che stabiliscano limiti emissivi più stringenti sia per via amministrativa (non market driven) sia market based, come per esempio Carbon Tax nei settori non ETS (Emissions 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 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 delle autorizzazioni amministrative, mancato potenziamento delle 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: benefici 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 è superiore alle attese, si prefigura 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: minore spazio di mercato per le tecnologie termoelettriche residue nel breve periodo. Tuttavia, al crescere della penetrazione delle rinnovabili nel mix elettrico, potrebbe aumentare il fabbisogno di flessibilità per il sistema anche da fonti a gas in regime regolato.

Technology

Penetrazione nuove tecnologie

Progressiva penetrazione di nuove tecnologie come Storage e Demand Response; 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 nel settore residenziale (per es., diffusione di pompe di calore per funzioni di riscaldamento e raffrescamento).

> Opportunità: aumento dei consumi elettrici.
> Rischio: ulteriore 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 energivori.

> Opportunità: effetti positivi derivanti dall'incremento della domanda elettrica e dai maggiori margini collegati alla penetrazione del trasporto elettrico.

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 periodo (entro il 2030).

Analogamente a quanto fatto per le variabili climatiche, è possibile effettuare uno stress test del piano industriale corrente (2020-2022) 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 sugli impianti termici sia su quelli rinnovabili.

Per quantificare, invece, i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica nel medio periodo, sono stati presi in considerazione due scenari sui perimetri geografici di Italia e Spagna:

Scenario "policy correnti"	Basato sulle attuali politiche di transizione energetica di Italia e Spagna (PNIEC), presumibilmente coerente con uno scenario climatico intermedio tra RCP 8.5 e RCP 2.6. Lo scenario "policy correnti" considerato per i due Paesi, pur collocandosi tra gli scenari meno ambiziosi dell'RCP 2.6, costituisce un outlook plausibile in quanto derivante dalle politiche già approvate e che verosimilmente non saranno disattese. A livello globale, resta comunque valido il principio per cui, ove i principali Paesi del mondo non adottassero politiche di decarbonizzazione efficaci, mantenendosi su scenari inerziali o peggiorativi, lo scenario "policy correnti" potrebbe comunque condurre a uno scenario climatico in linea con l'RCP 8.5.
Scenario "policy accelerate"	Basato su potenziali politiche di transizione accelerate volte a raggiungere target di riduzione della CO_2 presumibilmente coerenti con uno scenario climatico RCP 2.6. Questo scenario include inoltre un incremento dell'efficienza energetica del sistema e una spinta all'elettrificazione dei consumi finali.

FENOMENI DI SCENARIO	CATEGORIA DI RISCHIO E OPPORTUNITÀ	DESCRIZIONE	ORIZZONTE TEMPORALE (1)	DESCRIZIONE IMPATTO
Transizione	Policy & Regulation	**Rischio:** impatto sul margine dovuto a interventi sul prezzo della CO_2.	Breve-medio	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.
Transizione	Mercato	**Opportunità:** maggiori margini dagli effetti della transizione in termini di elettrificazione dei consumi. **Rischio:** aumento della competizione e possibile decremento della market share.	Medio	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.
Transizione	Product & Services	**Opportunità:** maggiori margini e maggiore spazio per **investimenti** prodotti dagli effetti della transizione in termini di penetrazione di nuove tecnologie e del **trasporto elettrico**.	Medio	Considerando due scenari di transizione alternativi, il Gruppo ha valutato gli effetti dei trend di elettrificazione del trasporto ed elettrificazione dei consumi domestici per valutarne i potenziali impatti.

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

Considerando questi scenari di transizione e i modelli del sistema energetico, sono stati identificati gli effetti sulle variabili che maggiormente possono influenzare il business, come la domanda elettrica, l'energy mix di sistema o l'aumento dei consumi elettrici dovuto all'elettrificazione dei consumi finali.
Gli effetti di transizione sul medio periodo possono, infatti, portare nuove opportunità dovute alla crescita delle rinnovabili e potenziali rischi sulla perdita di margine degli impianti termici. Sulla base di ipotesi future regolatorie e dei trend di mercato, è possibile arrivare a una stima dell'evoluzione delle produzioni nei mercati elettrici di presenza del Gruppo (per ora solo Italia e Spagna) e delle marginalità unitarie. Tali considerazioni offrono spunti per determinare quale potrà essere il posizionamento strategico del Gruppo in ottica di allocazione delle risorse (per es., mantenere o incrementare la propria market share nelle rinnovabili o accelerare eventuali phase-out di tecnologie obsolete).

Al 2030, le dinamiche relative alla transizione energetica potranno portare sensibili opportunità sul mercato elettrico retail. La progressiva elettrificazione dei consumi finali, in particolare dei trasporti e del settore residenziale, condurrà infatti a un sensibile aumento dei consumi elettrici.
Considerando gli scenari di transizione elaborati dal Gruppo per Italia e Spagna, l'aumento dei consumi elettrici sul segmento domestico potrebbe determinare al 2030 un incremento dell'EBITDA superiore ai 300 milioni di euro rispetto al 2022. Considerando uno scenario di transizione più ottimistico, ovvero con un maggior tasso di elettrificazione dei trasporti e dell'heating/cooling, gli effetti potrebbero essere superiori, assumendo di mantenere invariate le ipotesi di marginalità e quote di mercato presenti nel Piano.

LINEE DI BUSINESS GLOBALI INTERESSATE	PERIMETRO	QUANTIFICAZIONE - TIPOLOGIA IMPATTO		UPSIDE/ DOWNSIDE	QUANTIFICAZIONE - RANGE			
					<100 €MLN	100-300 €MLN	>300 €MLN	EFFETTO CON TRANSIZIONE ACCELERATA
Global Power Generation	Italia e Iberia	EBITDA/anno	+10%	Upside	■			
			-10%	Downside	■			
Retail	Italia e Iberia	EBITDA 2030 vs. 2022		Upside			■	▲
Enel X	Italia e Iberia	Gross Margin Σ 2022-2030		Upside			■	▲

■ Upside scenario policy correnti
■ Downside scenario policy correnti

4. PERFORMANCE & METRICS RELAZIONE SULLA GESTIONE

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e da Enel SpA e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.
In merito a tali indicatori, il 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 calcolato depurando dal "Margine operativo lordo" tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per es., plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il nuovo modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria per il Gruppo.

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset a esito degli impairment test o della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "Risultato netto del Gruppo" al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario".

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 6 del Bilancio consolidato.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Risultati del Gruppo

Dati operativi

229,1 TWh
Produzione netta di energia elettrica di cui **99,4 TWh rinnovabile**

50%
Potenza efficiente netta installata **rinnovabile** per un **totale di 42,1 GW**

2,2 mln km
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica

44,7 mln
Utenti finali con **smart meter** attivi di cui **13,1 mln di seconda generazione**

69,9 mln
Clienti retail di cui **22,8 mln mercato libero**

79.565
Punti di ricarica **+62,5%** rispetto al 2018

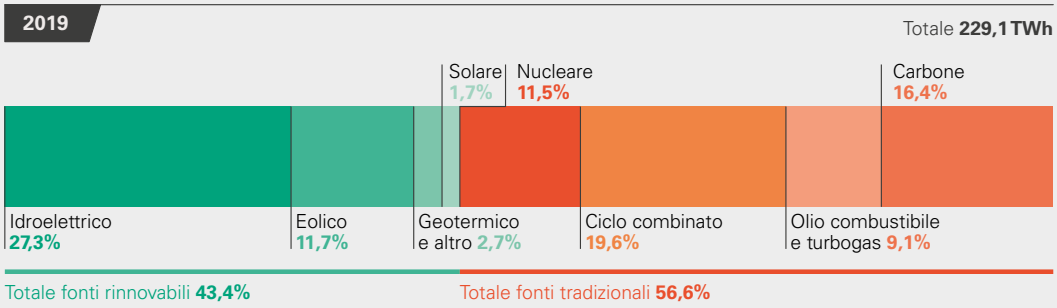
Di seguito si illustrano i risultati operativi, ambientali ed economici del Gruppo.

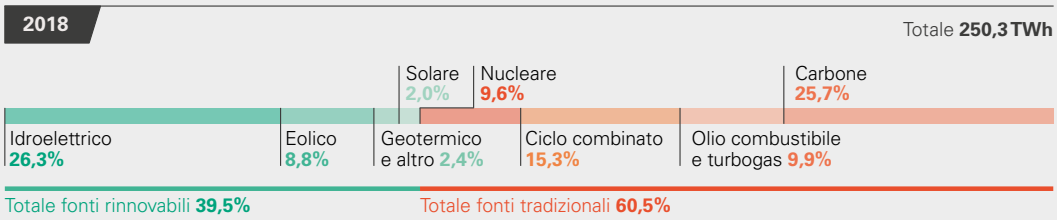
SDG		2019	2018	2019-2018
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	229,1	250,3	(21,2)
	di cui:			
7	*- rinnovabile (TWh)*	*99,4*	*98,9*	*0,5*
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	84,3	85,6	(1,3)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	42,1	39,2	2,9
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	50%	46%	4%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	3,58	2,68	0,90
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) [1]	504,0	484,4	19,6
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)	44.668.538	43.770.085	898.453
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.230.029	2.226.097	3.932
	Utenti finali (n.)	73.258.840	72.945.664	313.176
	Energia venduta da Enel (TWh)	301,7	295,4	6,3
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	10,5	11,2	(0,7)
	Clienti retail (n.)	69.914.992	71.117.743	(1.202.751)
	- di cui mercato libero	*22.780.590*	*21.478.721*	*1.301.869*
11	Demand Response (MW)	6.297	6.215	82
11	Punti di ricarica (n.)	79.565	48.967	30.598
11	Storage (MW)	110	70	40

(1) Il dato del 2018 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

Produzione netta di energia elettrica (%)

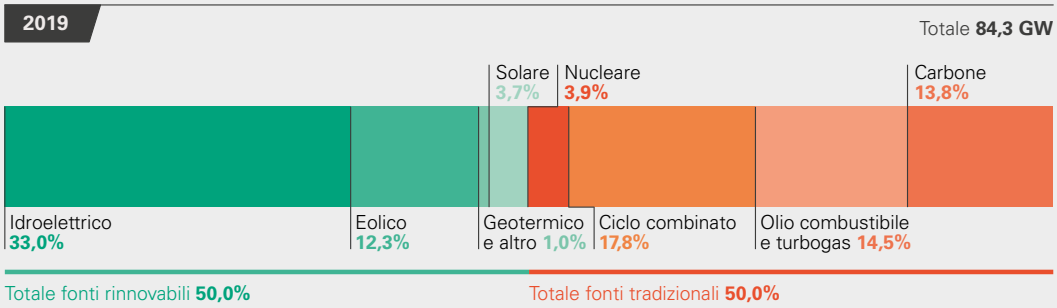
La **produzione di energia elettrica** nel 2019 risulta pari a 229,1 TWh, in diminuzione rispetto al 2018 a causa di una contrazione della produzione termoelettrica del 18,7% rispetto all'anno precedente, prevalentemente dovuta a una minore produzione da carbone (-41,6% rispetto al 2018). A tale fenomeno, connesso alla già citata decarbonizzazione del mix tecnologico, hanno contribuito le attività in Italia e Spagna nonché la cessione della centrale russa di Reftinskaya.

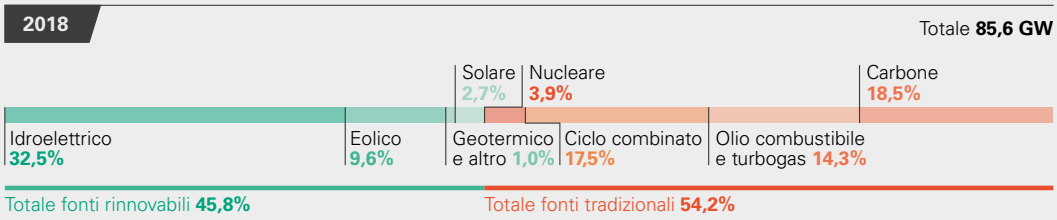




Potenza efficiente netta installata (%)

A fine dicembre 2019 la **potenza efficiente netta installata** totale del Gruppo è pari a 84,3 GW, in diminuzione rispetto al 2018 di 1,3 GW, principalmente per la vendita della centrale a carbone di Reftinskaya in Russia. Tale riduzione è stata parzialmente compensata dall'entrata in funzione di nuovi impianti rinnovabili, principalmente eolici e solari in Spagna, Messico e Stati Uniti.





Principali indicatori legati al cambiamento climatico e alla sostenibilità ambientale

296 g/kWh$_{eq}$
Emissioni specifiche di CO_2
dalla produzione netta complessiva
-19,8% rispetto al 2018

54,85%
Generazione a zero emissioni
(incidenza % sul totale)

€ 16.211 mln
EBITDA per prodotti, servizi e tecnologia low carbon
+10,7% rispetto al 2018

€ 9.131 mln
Capex per prodotti, servizi e tecnologia **low carbon**

	2019	2018	2019-2018	
Emissioni dirette di gas serra - scope 1 (mln t_{eq}) (1)	70,0	95,2	(25,2)	-26,5%
Emissioni indirette di gas serra - scope 2 (mln t_{eq}) acquisto di energia dalla rete (location based) (2)	1,55	1,40	0,2	10,7%
Emissioni indirette di gas serra - scope 2 (mln t_{eq}) acquisto di energia dalla rete (market based) (2)	2,30	2,11	0,2	9,0%
Emissioni indirette di gas serra - scope 2 (mln t_{eq}) perdite della rete di distribuzione (location based)	3,82	3,68	0,1	3,8%
Emissioni indirette di gas serra - scope 3 (mln t_{eq}) (1)	56,92	59,56	(2,64)	-4,4%
- di cui emissioni relative a vendite di gas (mln t_{eq})	*23,9*	*25,4*	*(1,5)*	*-5,9%*
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (CO_2 g/kWh$_{eq}$) (3)	296	369	(73,0)	-19,8%
Emissioni specifiche SO_2 (g/kWh$_{eq}$) (3)	0,59	0,75	(0,2)	-21,3%
Emissioni specifiche NO_x (g/kWh$_{eq}$) (3)	0,60	0,72	(0,1)	-16,7%
Emissioni specifiche polveri (g/kWh$_{eq}$) (3)	0,12	0,17	(0,1)	-29,4%
Totale consumi diretti di combustibile (Mtep)	30,1	37,0	(6,9)	-18,6%
Prezzo di riferimento della CO_2 (euro)	24,8	15,9	8,9	56,0%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) (4)	42,0	40,1	1,9	4,7%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	54,85	49,14	5,71	11,6%
EBITDA per prodotti, servizi e tecnologia low carbon (milioni di euro)	16.211	14.645	1.566,0	10,7%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon (milioni di euro)	9.131	7.773	1.358,0	17,5%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon sul totale (%)	92%	91%	-	1,1%
Prelievo di acqua in zone water stressed (%)	14,1	11,6	2,5	21,6%
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva (l/kWh$_{eq}$)	0,33	0,38	(0,1)	-13,2%

(1) I valori degli Scope relativi al 2018 sono stati modificati aggiungendo le nuove categorie di calcolo introdotte nel 2019.
(2) Le emissioni di Scope 2 per energia elettrica acquistata dalla rete sono state ricalcolate per un ampliamento della base di calcolo.
(3) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica (compreso il contributo del calore).
(4) 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.

L'ambizione del Gruppo alla leadership nella lotta al cambiamento climatico si è ulteriormente rafforzata nel 2019: l'obiettivo di riduzione delle emissioni dirette per il 2020, fissato nel 2015 a 350 g/kWh$_{eq}$ di CO_2, con una riduzione del 25% rispetto al valore del 2007, è stato raggiunto con un anno di anticipo; il 2019 si è chiuso infatti con una riduzione del 20% rispetto all'anno base, raggiungendo un valore pari a 296 g/kWh$_{eq}$ di CO_2. Inoltre, nel 2019 le emissioni dirette di CO_2 equivalente (Scope 1) sono pari a circa 70 milioni di tonnellate equivalenti registrando una diminuzione del 27% rispetto al 2018. Tale riduzione è dovuta a una minore produzione termoelettrica rispetto all'anno precedente e al concomitante aumento della produzione da fonti rinnovabili, che hanno portato all'incremento dell'energia prodotta da fonti a emissioni zero nel 2019, raggiungendo il 54,9% della produzione consolidata totale (con un significativo aumento rispetto al 2018, pari al 49,1%).

I valori relativi alle altre emissioni specifiche in atmosfera, SO_2 e NOx, registrano anch'essi un andamento decrescente, pari rispettivamente a circa -21% e -17% rispetto al 2018, confermato anche dalle emissioni di polveri, la cui ulteriore diminuzione è dovuta alla minore attività a carbone nel 2019.

Gestione responsabile della risorsa idrica

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. Il Gruppo è tradizionalmente impegnato nella gestione efficiente delle acque mediante un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione collocati in zone a rischio di scarsità idrica. Enel impiega i seguenti livelli di analisi:

- mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree con potenziali situazioni di "water scarcity", in cui cioè il valore medio delle risorse idriche rinnovabili per persona risulta essere inferiore al riferimento fissato dalla FAO (la mappatura è effettuata attraverso l'uso del Global Water Tool del World Business Council for Sustainable Development);
- individuazione dei siti di produzione "critici", ossia di quelli in "Water Scarcity Area" con approvvigionamento di acqua dolce;
- gestione più efficiente della risorsa acqua tesa anche a massimizzare l'approvvigionamento da reflui e da acqua di mare.

Circa l'8% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato acqua dolce in zone "water stressed". Nel 2019 il fabbisogno complessivo di acqua è stato pari a 77,3 milioni di metri cubi, circa il 20% in meno rispetto al 2018, a causa di una minore produzione termoelettrica rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno specifico del 2019 è stato pari a 0,33 l /kWh$_{eq}$, inferiore del 13% rispetto al 2018.

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 particolari specie, 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).

Risultati economici del Gruppo

€ 17.704 mln
Margine operativo lordo
+8,3% rispetto al 2018

€ 6.878 mln
Risultato operativo
€ 9.900 mln nel 2018

€ 2.174 mln
Risultato netto
-54,6% rispetto al 2018

€ 17.905 mln
Margine operativo lordo ordinario
+10,8% rispetto al 2018

€ 11.096 mln
Risultato operativo ordinario
di cui **30% da Enel Green Power**

€ 4.767 mln
Risultato netto ordinario +17,4%
rispetto al 2018

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	80.327	75.575	4.752	6,3%
Costi	61.890	59.756	2.134	3,6%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(733)	532	(1.265)	-
Margine operativo lordo	**17.704**	**16.351**	**1.353**	**8,3%**
Ammortamenti e impairment	10.826	6.451	4.375	67,8%
Risultato operativo	**6.878**	**9.900**	**(3.022)**	**-30,5%**
Proventi finanziari	3.953	4.361	(408)	-9,4%
Oneri finanziari	6.397	6.409	(12)	-0,2%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(2.444)**	**(2.048)**	**(396)**	**-19,3%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(122)**	**349**	**(471)**	**-**
Risultato prima delle imposte	**4.312**	**8.201**	**(3.889)**	**-47,4%**
Imposte	836	1.851	(1.015)	-54,8%
Risultato delle continuing operations	**3.476**	**6.350**	**(2.874)**	**-45,3%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**3.476**	**6.350**	**(2.874)**	**-45,3%**
Quota di interessenza del Gruppo	2.174	4.789	(2.615)	-54,6%
Quota di interessenza di terzi	1.302	1.561	(259)	-16,6%

Ricavi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Vendita energia elettrica	40.045	39.278	767	2,0%
Trasporto energia elettrica	10.470	10.101	369	3,7%
Corrispettivi da gestori di rete	866	1.012	(146)	-14,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.625	1.711	(86)	-5,0%
Vendita gas	3.294	4.401	(1.107)	-25,2%
Trasporto gas	617	576	41	7,1%
Vendita di combustibili	914	919	(5)	-0,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	785	714	71	9,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	749	735	14	1,9%
Vendita di commodity da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	16.294	11.833	4.461	37,7%
Altri proventi	4.668	4.295	373	8,7%
Totale	**80.327**	**75.575**	**4.752**	**6,3%**

La variazione dei **ricavi** è riconducibile prevalentemente alla voce "Vendita di commodity da contratti con consegna fisica" per effetto delle riclassifiche, senza alcun impatto sui margini, legate all'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 alle transazioni non finanziarie con consegna fisica valutate al fair value in base all'IFRS 9.

L'ulteriore incremento è ascrivibile all'andamento positivo di Infrastrutture e Reti, in particolare in America Latina, principalmente per il contributo di Enel Distribuição São Paulo in Brasile e la sistemazione di partite regolatorie pregresse in Argentina, nonché alla Generazione Termoelettrica e Trading in Italia, con particolare riferimento alle maggiori attività di trading. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai minori ricavi da vendita sui Mercati finali in Spagna e Italia e dall'andamento sfavorevole dei cambi.

Si segnala inoltre che negli altri proventi nel corso del 2019 sono stati rilevati:

- la 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);
- 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;
- maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo di Edesur con le autorità locali che sana pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016 (233 milioni di euro);
- 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;
- adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (98 milioni di euro);
- corrispettivo pari a 50 milioni di euro previsto dall'accordo che e-distribuzione ha 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.

Nel 2018 invece tale voce includeva principalmente:

- la plusvalenza e il provento da rimisurazione al fair value di complessivi 190 milioni di euro per la cessione delle otto società del progetto "Kino" in Messico avvenuta a fine settembre 2018;
- l'indennizzo di 128 milioni di euro relativo all'accordo di e-distribuzione per la cessione di Enel Rete Gas avvenuta nel 2009;
- la plusvalenza di 65 milioni di euro derivante dalla cessione di EF Solare Italia;
- la plusvalenza di 18 milioni di euro derivante dalla cessione di alcune società rinnovabili in Uruguay.

Costi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Acquisto di energia elettrica	20.449	19.802	647	3,3%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.228	4.920	(692)	-14,1%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	9.284	12.783	(3.499)	-27,4%
Materiali	2.110	1.911	199	10,4%
Costo del personale	4.634	4.581	53	1,2%
Servizi e godimento beni di terzi [1]	16.264	16.254	10	0,1%
Altri costi operativi	7.276	1.769	5.507	-
Costi capitalizzati	(2.355)	(2.264)	(91)	-4,0%
Totale	**61.890**	**59.756**	**2.134**	**3,6%**

(1) Di cui costi per canoni fissi di derivazione acqua per 171 milioni di euro nel 2019 (167 milioni di euro nel 2018) e costi per canoni di occupazione per suolo pubblico per 26 milioni di euro nel 2019 (24 milioni di euro nel 2018).

I costi aumentano prevalentemente per l'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 alle transazioni non finanziarie con consegna fisica valutate al fair value in base all'IFRS 9, producendo riclassifiche di Conto economico senza alcun impatto sui margini.

Per maggiori dettagli sui costi dell'esercizio si rimanda alle note del Bilancio consolidato.

Margine operativo lordo

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

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.395	1.117	278	24,9%
Enel Green Power	4.604	4.608	(4)	-0,1%
Infrastrutture e Reti	8.278	7.539	739	9,8%
Mercati finali	3.287	3.079	208	6,8%
Enel X	158	124	34	27,4%
Servizi	126	85	41	48,2%
Altro, elisioni e rettifiche	(144)	(201)	57	28,4%
Totale	**17.704**	**16.351**	**1.353**	**8,3%**

La crescita del **margine operativo lordo**, pur in presenza di un andamento sfavorevole dei cambi, soprattutto in America Latina, è principalmente ascrivibile:

- alle Infrastrutture e Reti in America Latina (496 milioni di euro), soprattutto per la variazione di perimetro dovuta all'acquisto di Enel Distribuição São Paulo, per i proventi derivanti dall'accordo di Edesur con il Governo argentino che sana pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 e in Italia (227 milioni di euro), soprattutto per i minori oneri di compliance legati all'acquisto di Titoli di Efficienza Energetica. Si segnala, inoltre, che nel corso del 2019 e-distribuzione ha rilevato un ulteriore indennizzo di 50 milioni di euro legato alla cessione a F2i di Enel Rete Gas dopo che nel corso del 2018 si era già rilevato un indennizzo di 128 milioni di euro;
- alla Generazione Termoelettrica e Trading in Spagna (165 milioni di euro) e America Latina (173 milioni di euro) rispettivamente (i) per la sospensione dei tributi accessori alla produzione termica e nucleare, oltre che per i maggiori margini delle centrali nucleari che hanno sopperito agli impianti idroelettrici, la cui produzione ha subíto una significativa riduzione per effetto delle condizioni di scarsa

idraulicità registrate nel corso del 2019 e (ii) per i migliori margini registrati dalla centrale di Fortaleza in Brasile, prevalentemente per i minori costi di approvvigionamento, e per effetto della rinegoziazione del contratto di fornitura con Enel Generación Chile del proprio cliente Anglo American a seguito del pagamento dell'indennizzo di 80 milioni di euro. Si segnala, inoltre, che in Italia e Spagna sono state registrate svalutazioni di magazzini (parti di ricambio e combustibili) afferenti agli impianti a carbone oggetto di impairment per un valore complessivo pari a 308 milioni di euro. Tale effetto è stato parzialmente compensato in Italia dalla plusvalenza derivante dalla cessione della società Mercure Srl da parte di Enel Produzione, che al netto degli oneri accessori ammonta a 94 milioni di euro;

- ai Mercati finali in America Latina (85 milioni di euro) principalmente per effetto dell'acquisto di Enel Distribuição São Paulo e in Italia (81 milioni di euro) per la migliore efficienza operativa soprattutto legata ai minori costi di approvvigionamento di energia che hanno più che compensato la riduzione delle quantità vendute;
- a Enel X per l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, commentata nei ricavi (98 milioni di euro).

La Linea di Business Enel Green Power registra un margine operativo lordo in linea con l'esercizio precedente: in quanto i proventi rilevati per i negative goodwill in Nord America a seguito degli acquisti di alcune società di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP) e di Tradewind, le plusvalenze derivanti dalle cessioni di Gratiot e Outlaw e i maggiori prezzi medi applicati alle vendite di energia in Italia, sono stati sostanzialmente compensati dalle plusvalenze registrate nel 2018 per la cessione di talune società messicane (progetto "Kino") e per la cessione di EF Solare Italia.

Margine operativo lordo ordinario

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	**1.395**	**4.604**	**8.278**	**3.287**	**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 [1]	308	-	-	-	-	-	-	308
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Reftinskaya in Russia	7	-	-	-	-	-	-	7
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Margine operativo lordo ordinario	**1.616**	**4.634**	**8.228**	**3.287**	**158**	**126**	**(144)**	**17.905**

(1) La svalutazione dei magazzini combustibili e materiali/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

Milioni di euro	2018							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Margine operativo lordo	**1.117**	**4.608**	**7.539**	**3.079**	**124**	**85**	**(201)**	**16.351**
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione in Enel Rete Gas	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
Plusvalenza per la cessione di EF Solare Italia	-	(65)	-	-	-	-	-	(65)
Margine operativo lordo ordinario	**1.117**	**4.543**	**7.411**	**3.079**	**124**	**85**	**(201)**	**16.158**

Risultato operativo

Milioni di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	(3.494)	(118)	(3.376)	-
Enel Green Power	3.276	3.505	(229)	-6,5%
Infrastrutture e Reti	5.277	4.787	490	10,2%
Mercati finali	2.163	1.958	205	10,5%
Enel X	(98)	19	(117)	-
Servizi	(75)	(38)	(37)	-97,4%
Altro, elisioni e rettifiche	(171)	(213)	42	19,7%
Totale	**6.878**	**9.900**	**(3.022)**	**-30,5%**

Il decremento del **risultato operativo** è dovuto ai maggiori ammortamenti e impairment per 4.375 milioni di euro, nonostante il miglioramento del margine operativo lordo. In particolare, l'incremento degli ammortamenti e impairment si riferisce alle svalutazioni effettuate nel corso del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro.

In particolare, sono stati effettuati in Cile, già nel corso del primo semestre 2019, 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 e, in Russia, in ragione della cessione dell'impianto a carbone di Reftinskaya. Tale impianto era stato classificato, al 30 giugno 2019, tra le attività possedute per la vendita e il suo valore adeguato (per 127 milioni di euro) per tener conto del prezzo di cessione.

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.

La variazione del risultato operativo include anche la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (203 milioni di euro) e la svalutazione del credito per il Funac nella società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição Goiás per 96 milioni di euro. Tali effetti sono stati in parte compensati dal ripristino di valore, pari a 265 milioni di euro, effettuato sugli impianti a gas in Italia a esito dell'impairment test.

Risultato operativo ordinario

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	**(3.494)**	**3.276**	**5.277**	**2.163**	**(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 [1]	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 in Russia	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	**472**	**3.376**	**5.323**	**2.163**	**(21)**	**(46)**	**(171)**	**11.096**

(1) La svalutazione dei magazzini di combustibili e materiali/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

Milioni di euro	2018							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Risultato operativo	**(118)**	**3.505**	**4.787**	**1.958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9.900**
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione in Enel Rete Gas	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
Plusvalenza per la cessione di EF Solare Italia	-	(65)	-	-	-	-	-	(65)
Adeguamento di valore dell'impianto di Alcúdia (Spagna)	82	-	-	-	-	-	-	82
Reversal dell'impairment della CGU EGP Hellas e impairment progetti eolici (Isole Cicladi)	-	(117)	-	-	-	-	-	(117)
Adeguamento di valore della CGU Nuove Energie	27	-	-	-	-	-	-	27
Adeguamento di valore di impianti a biomassa e solari in Italia	-	94	-	-	-	-	-	94
Risultato operativo ordinario	**(9)**	**3.417**	**4.659**	**1.958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9.793**

Risultato netto del Gruppo

Il risultato netto del Gruppo del 2019 ammonta a 2.174 milioni di euro rispetto ai 4.789 milioni di euro dell'esercizio precedente. In particolare, al sopracitato decremento del risultato operativo si aggiungono:

- gli effetti derivanti dal riacquisto a marzo 2019 del controllo di 13 società da EGPNA REP, con conseguente una variazione di perimetro e la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP;
- la rilevazione nel 2018 (i) del reversal di impairment del credito finanziario sorto in seguito alla cessione del 50% di Slovak Power Holding per 186 milioni di euro e (ii) dell'adeguamento positivo del fair value del medesimo credito per 134 milioni di euro;
- la svalutazione di un credito finanziario in Spagna per 21 milioni di euro associato alla centrale a carbone di Litoral che è stata oggetto di impairment;
- la rivalutazione nel 2018 delle attività della partecipazione valutata a equity di Slovak Power Holding per 362 milioni di euro e dalla svalutazione nel corso del 2019 della medesima partecipazione per 34 milioni di euro;
- la rilevazione di imposte anticipate, nel 2018, su perdite pregresse in Enel Distribuição Goiás (274 milioni di euro) e in Enel Green Power SpA per la fusione di 3Sun (85 milioni di euro);
- le interessenze di terzi che beneficiano di un miglior risultato netto in rapporto all'utile *ante* imposte rilevato nei due esercizi a confronto, in particolare per gli impairment rilevati in Enel Produzione, società controllata integralmente.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal 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 **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2019 ammonta a 4.767 milioni di euro (4.060 milioni nel 2018), con un aumento di 707 milioni di euro rispetto al 2018. 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

	2019	2018
Risultato netto del Gruppo	**2.174**	**4.789**
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione in Enel Rete Gas	(49)	(128)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(97)	-
Adeguamento di valore di talune attività riferite a Slovak Power Holding BV	38	(646)
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e in Spagna	203	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia	1.400	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Spagna	849	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a gas in Italia	(188)	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Cile	151	-
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Reftinskaya in Russia	60	-
Adeguamento di valore del credito Funac di Enel Distribuição Goiás	38	-
Adeguamento di valore di alcune immobilizzazioni immateriali di Enel X North America	77	-
Adeguamento di valore di alcune attività di Enel Italia ed Enel Green Power	50	-
Adeguamento di valore di attività riferite a taluni progetti eolici e idroelettrici in Nord America	31	-
Adeguamento del prezzo di acquisto di alcune società greche	30	-
Adeguamento di valore dell'impianto di Alcúdia (Spagna)	-	43
Reversal dell'impairment della CGU EGP Hellas e impairment progetti eolici (Isole Cicladi)	-	(39)
Plusvalenza per la cessione di EF Solare Italia	-	(64)
Adeguamento di valore della CGU Nuove Energie	-	20
Adeguamento di valore di impianti a biomassa e solari in Italia	-	85
Risultato netto del Gruppo ordinario [1]	**4.767**	**4.060**

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

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

€ 92.113 mln
Capitale investito netto
€ 88.941 mln al 31 dicembre 2018

€ 45.175 mln
Indebitamento finanziario netto
+9,9% rispetto al 2018

+22%
Finanziamenti sostenibili
su indebitamento lordo € 61.547 mln

€ 9.947 mln
Totale investimenti
di cui **43,2% in rinnovabili**

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	99.010	95.780	3.230	3,4%
- avviamento	14.241	14.273	(32)	-0,2%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	2.099	(417)	-19,9%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.022)	(5.696)	674	11,8%
Totale attività immobilizzate nette	**109.911**	**106.456**	**3.455**	**3,2%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.083	13.587	(504)	-3,7%
- rimanenze	2.531	2.818	(287)	-10,2%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.775)	(3.200)	(575)	-18,0%
- altre attività/(passività) correnti nette	(7.282)	(7.589)	307	4,0%
- debiti commerciali	(12.960)	(13.387)	427	3,2%
Totale capitale circolante netto	**(8.403)**	**(7.771)**	**(632)**	**-8,1%**
Capitale investito lordo	**101.508**	**98.685**	**2.823**	**2,9%**
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.771)	(3.187)	(584)	-18,3%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(5.722)	(6.838)	1.116	16,3%
Totale fondi diversi	**(9.493)**	**(10.025)**	**532**	**5,3%**
Attività nette possedute per la vendita	**98**	**281**	**(183)**	**-65,1%**
Capitale investito netto	**92.113**	**88.941**	**3.172**	**3,6%**
Patrimonio netto complessivo	**46.938**	**47.852**	**(914)**	**-1,9%**
Indebitamento finanziario netto	**45.175**	**41.089**	**4.086**	**9,9%**

Le *attività materiali e immateriali* aumentano essenzialmente per gli investimenti del periodo (9.255 milioni di euro), per le variazioni di perimetro (1.192 milioni di euro) soprattutto riferite all'acquisizione del controllo di alcune società di EGPNA REP, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto, all'ingresso nel perimetro di consolidamento di Tradewind Energy e all'acquisizione di YouSave. A tali effetti si aggiunge l'adeguamento dei valori di iscrizione (inclusivi degli oneri di smantellamento) delle centrali cilene di Bocamina I e Tarapacá e di alcune centrali italiane e spagnole (762 milioni di euro), e gli effetti dell'iperinflazione. Tali impatti, sono stati parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole del cambio (607 milioni di euro), prevalentemente in America Latina, dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 9.535 milioni di euro e dalla vendita a JSC Kuzbassenergo della centrale a carbone di Reftinskaya GRES.

La variazione dell'*avviamento* è da riferire principalmente alla svalutazione di alcune delle attività relative a una società di progetto in Nord America il cui progetto non verrà più realizzato.

Le **attività nette possedute per la vendita** si riferiscono principalmente al valore di alcune partecipazioni idroelettriche valutate con il metodo del patrimonio netto detenute da EGPNA (ora Enel North America) e all'impianto colombiano di Rionegro, mentre, come detto, la centrale a carbone di Reftinskaya GRES è stata ceduta nel corso del quarto trimestre 2019.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2019 è pari a 92.113 milioni di euro ed è finanziato dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.938 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 45.175 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2019, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,96 (0,86 al 31 dicembre 2018).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.407	8.819	(412)	-4,7%
- obbligazioni	43.294	38.633	4.661	12,1%
- debiti verso altri finanziatori	2.473	1.531	942	61,5%
Indebitamento a lungo termine	*54.174*	*48.983*	*5.191*	*10,6%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.185)	(3.272)	87	2,7%
Indebitamento netto a lungo termine	**50.989**	**45.711**	**5.278**	**11,5%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.121	1.830	(709)	-38,7%
- altri finanziamenti a breve verso banche	579	512	67	13,1%
Indebitamento bancario a breve termine	*1.700*	*2.342*	*(642)*	*-27,4%*
Obbligazioni (quota a breve)	1.906	1.341	565	42,1%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	382	196	186	94,9%
Commercial paper	2.284	2.393	(109)	-4,6%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	750	301	449	-
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	351	438	(87)	-19,9%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*5.673*	*4.669*	*1.004*	*21,5%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.585)	(1.522)	(63)	-4,1%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.153)	(2.559)	406	15,9%
Altri crediti finanziari a breve termine	(369)	(859)	490	57,0%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(9.080)	(6.693)	(2.387)	-35,7%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(13.187)*	*(11.633)*	*(1.554)*	*-13,4%*
Indebitamento netto a breve termine	**(5.814)**	**(4.622)**	**(1.192)**	**-25,8%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**45.175**	**41.089**	**4.086**	**9,9%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**-**	**362**	**(362)**	**-**

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

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 45.175 milioni di euro al 31 dicembre 2019, registra un incremento di 4.086 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 dovuto principalmente all'aumento dei prestiti obbligazionari e dei debiti verso altri finanziatori, solo parzialmente compensato dalla variazione della cassa e dei crediti finanziari.

Al 31 dicembre 2019 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 5.553 milioni di euro rispetto all'anno precedente, è pari a 61.547 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 31.12.2019			al 31.12.2018		
	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	57.583	3.964	61.547	52.350	3.644	55.994
di cui:						
- indebitamento al quale sono associati obiettivi di sostenibilità SDG	13.758	-	13.758	8.535	-	8.535
Indebitamento al quale sono associati obiettivi di sostenibilità SDG/Totale indebitamento lordo (%)			22%			15%

Più specificamente, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 57.583 milioni di euro, di cui 13.758 milioni di euro associati a obiettivi di sostenibilità SDG, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 45.200 milioni di euro, di cui 7.260 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili; in particolare, le obbligazioni aumentano complessivamente di 5.226 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2018, principalmente per l'emissione dei seguenti prestiti obbligazionari sostenibili da parte di Enel Finance International:
  - 1.000 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, emesso a gennaio 2019 con scadenza nel 2025;
  - 1.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.336 milioni di euro) relativi a una emissione obbligazionaria, effettuata a settembre 2019 con scadenza settembre 2024, legata alla capacità del Gruppo di raggiungere, al 31 dicembre 2021, una determinata percentuale di capacità installata da fonti rinnovabili (SDG 7);
  - 2.500 milioni di euro relativi a emissioni obbligazionarie multi-tranche, effettuate a ottobre 2019 con scadenze 2024, 2027 e 2034, legate alla capacità del Gruppo di raggiungere una determinata percentuale di capacità installata da fonti rinnovabili (SDG 7) e di ridurre le emissioni dirette di gas a effetto serra (SDG 13);
- finanziamenti bancari pari a 9.528 milioni di euro, di cui 6.498 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti diminuiscono di 1.121 milioni di euro rispetto all'anno precedente per effetto principalmente dei rimborsi intercorsi durante l'esercizio.

  Si evidenzia, inoltre, che nel corso del 2019 sono stati stipulati i seguenti finanziamenti sostenibili non utilizzati al 31 dicembre 2019:
  - una linea di credito di 1.000 milioni di euro, stipulata il 2 ottobre 2019 da parte di Enel SpA, legata al raggiungimento dei Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite;
  - una linea di credito di 220 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 196 milioni di euro) e di un finanziamento di 340 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 303 milioni di euro), stipulati il 20 novembre 2019 da parte di Enel Finance America, legati al raggiungimento dei Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite;
- debiti verso altri finanziatori pari a 2.855 milioni di euro, che aumentano di 1.128 milioni di euro per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 16 sui leasing.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia una diminuzione di 320 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, è pari a 3.964 milioni di euro ed è formato principalmente da commercial paper per 2.284 milioni di euro e cash collateral su derivati e altri finanziamenti per 750 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine, pari a 16.372 milioni di euro, registrano un incremento di 1.467 milioni di euro rispetto a fine 2018 dovuto principalmente all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.387 milioni di euro, solo parzialmente compensato dalla diminuzione dei cash collateral versati e degli altri crediti finanziari a breve termine pari, rispettivamente, a 406 milioni di euro e 489 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio (1)	**6.714**	**7.121**	**(407)**
Cash flow da attività operativa	11.251	11.075	176
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(9.115)	(9.661)	546
Cash flow da attività di finanziamento	306	(1.636)	1.942
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(76)	(185)	109
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (2)	**9.080**	**6.714**	**2.366**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018), "Titoli a breve" pari a 63 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (69 milioni di euro al 1° gennaio 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (31 milioni di euro al 1° gennaio 2018).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (6.630 milioni di euro al 31 dicembre 2018), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2019 è positivo per 11.251 milioni di euro, in crescita di 176 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente a seguito di un incremento del margine operativo lordo, parzialmente compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nell'esercizio 2019 ha assorbito liquidità per 9.115 milioni di euro, mentre nel 2018 ne aveva assorbita per 9.661 milioni di euro. Gli investimenti per Linea di Business sono riportati nel paragrafo successivo.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 692 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione tramite Enel Green Power North America (EGPNA, ora ridenominata Enel North America) del 100% di sette impianti rinnovabili che in precedenza erano detenuti da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), joint venture paritetica di EGPNA con 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 320 milioni di euro e si riferiscono 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 detiene talune società per lo sviluppo di progetti eolici (operazione Athena).

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato maggior liquidità per complessivi 306 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2018 ne aveva assorbita per 1.636 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2019 è sostanzialmente relativo:

- all'incremento dell'indebitamento finanziario netto per 3.743 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni);
- al pagamento dei dividendi per 3.957 milioni di euro;
- a operazioni su non controlling interest per 530 milioni di euro relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas, in base a quanto previsto da alcuni contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario, portando la relativa partecipazione dal 51,8% al 59,97%, e all'aumento di capitale non proporzionale nella controllata.

Nel 2019, pertanto, il cash flow generato dall'attività operativa per 11.251 milioni di euro ha più che compensato le attività di investimento pari a 9.115 milioni di euro.

Il Gruppo ha inoltre fatto maggior ricorso a fonti di finanziamento esterne per beneficiare delle favorevoli condizioni di mercato, conseguendo un significativo volume di liquidità da poter impiegare nell'operatività in futuro.

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	851	839	12	1,4%
Enel Green Power	4.293 (1)	2.784 (2)	1.509	54,2%
Infrastrutture e Reti	3.905	3.830	75	2,0%
Mercati finali	449	374	75	20,1%
Enel X	270	183	87	47,5%
Servizi	134	106	28	26,4%
Altro, elisioni e rettifiche	45	36	9	25,0%
Totale	**9.947**	**8.152**	**1.795**	**22,0%**

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** aumentano di 1.795 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e si riferiscono prevalentemente a investimenti in impianti eolici e solari in Spagna, Stati Uniti, Canada, Sudafrica e Brasile.

Il titolo Enel

Enel e i mercati finanziari

	2019	2018
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,74	1,61
Risultato operativo per azione (euro)	0,68	0,97
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,21	0,47
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,47	0,40
Dividendo unitario (euro) (1)	0,328	0,28
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,99	3,12
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,21	5,39
Prezzo minimo dell'anno (euro)	5,08	4,24
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,89	4,94
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) (2)	70.047	50.254
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni) (3)	10.165	10.167

(1) Dividendo deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.
(3) La variazione è dovuta all'acquisto di n. 1.549.152 azioni proprie del valore nominale di 1 euro.

		Corrente (1)			
Peso azioni Enel:			**al 31.12.2019**	**al 31.12.2018**	**al 31.12.2017**
- su indice FTSE-MIB		16,40%	15,04%	13,86%	11,68%
- su indice Bloomberg World Electric		4,46%	4,21%	3,78%	3,92%
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	POSITIVE	POSITIVE	STABLE	STABLE
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	-	-	-	P2
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	M/L termine	A-	A-	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 28 gennaio 2020.

Il contesto economico mondiale nel 2019 è stato debole, confermando il rallentamento già iniziato nella seconda metà del 2018. Le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina (con la conseguente introduzione di nuovi dazi), le tensioni geopolitiche e il persistente clima di incertezza circa l'esito dei negoziati della Brexit hanno condizionato le scelte di investimento degli operatori economici.
Tra gli altri fattori di maggiore attenzione, il 2019 è stato segnato dall'ulteriore rallentamento dell'economia cinese e dall'inasprimento delle condizioni finanziarie negli Stati Uniti (come conseguenza dell'avvio prematuro del ciclo di normalizzazione dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve - Fed

verso la fine del 2018), che ha frenato lo sprint dell'economia americana.
Nell'Eurozona la crescita è stata modesta attestandosi in media allo 0,2% su base trimestrale a partire dal secondo trimestre del 2019, principalmente a causa di una domanda esterna in diminuzione e della difficoltà del comparto industriale e manifatturiero.
In America Latina il quadro economico è stato debole ma disomogeneo, contrassegnato in generale da forte instabilità politica (ossia, Argentina, Cile, Perù, Bolivia).
La distensione del contesto geopolitico (la tregua raggiunta tra Stati Uniti e Cina con la "fase uno" a inizio 2020 e il rischio scongiurato di uno scenario "Hard Brexit" in seguito alla vittoria schiacciante dei conservatori alle elezioni britanniche), unitamente al miglioramento delle condizioni finanziarie a livello globale (ritorno a una politica monetaria maggiormente espansiva sia nelle economie mature sia nei mercati emergenti), hanno rafforzato a inizio anno un clima di maggiore ottimismo circa le dinamiche di ripresa economica a livello globale. Tuttavia, lo scoppio dell'epidemia dovuta al COVID-19 in Cina e la successiva escalation di nuovi contagi in Italia già nei primi mesi del 2020 hanno radicalmente modificato lo scenario. A oggi si stima un danno economico sensibile ma temporaneo e limitato nella prima metà dell'anno, principalmente per le economie con un forte legame economico con la Cina e per quelle che hanno subíto misure cautelative di contenimento della propagazione del virus (con blocco della circolazione delle persone e delle attività). Nei prossimi mesi si avrà sicuramente un quadro più certo di quelle che saranno le conseguenze in ambito economico e le ripercussioni sui mercati finanziari.

Nonostante le incertezze del contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2019 positivamente; l'indice spagnolo Ibex35 +11,8%, l'indice francese CAC40 +26,4% e il DAX30 tedesco +25,5%.
Nello specifico, l'indice italiano FTSE Italia All-Share ha registrato nell'anno una variazione positiva pari al +27,2%.

Il settore delle Utility dell'area euro ha chiuso l'esercizio con un incremento del 22,2%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2019 si è concluso a quota euro 7,072 per azione, con un incremento del 40,2% rispetto all'anno precedente, quasi raddoppiando la performance dell'indice settoriale dell'area euro.

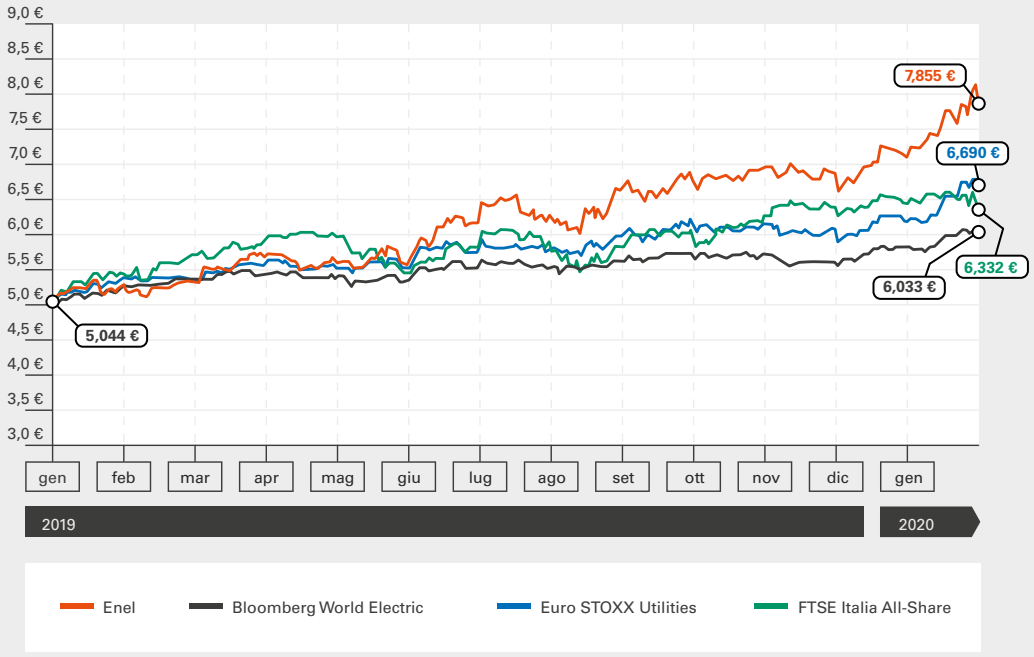
Il 23 gennaio 2019 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,14 euro relativo agli utili 2018 e il 24 luglio 2019 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo pari a 0,14 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2019 è stato pari a 0,28 euro, circa il 18% in più rispetto ai 0,237 euro distribuiti nel 2018.
In relazione all'esercizio 2019, il 22 gennaio 2020 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,16 euro, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 22 luglio 2020.

La prospettiva degli investitori sta cambiando rapidamente: i mutamenti in atto e le sfide che ci presenta il mondo 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 volta a creare valore attraverso la decarbonizzazione e a cogliere le opportunità dell'elettrificazione è stata compresa e apprezzata dagli investitori istituzionali, la cui presenza nel capitale sociale di Enel al 31 dicembre 2019 ha raggiunto il massimo storico del 60,3% (vs. 57,6% al 31 dicembre 2018), mentre la quota degli investitori individuali è scesa al 16,1% (vs. 18,8% al 31 dicembre 2018). Rimane stabile al 23,6% la quota del Ministero dell'Economia e delle Finanze.
Gli investitori ESG (Environmental, Social & Governance) sono in continuo aumento: gli investitori SRI rappresentano, al 31 dicembre 2019, circa il 10,8% del capitale sociale (vs. 10,5% al 31 dicembre 2018), mentre gli investitori firmatari dei Principles for Responsible Investment rappresentano il 43% del capitale sociale (vs. 39,1% al 31 dicembre 2018).

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (https://www.enel.com/it./investors1) e a scaricare l'app "Enel Investor", 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 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 Bloomberg World Electric, Euro STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share, dal 1° gennaio 2019 al 31 gennaio 2020



Fonte: Bloomberg.

Centralità delle persone

Gestione, sviluppo e motivazione delle persone

Al 31 dicembre 2019 i dipendenti sono pari a 68.253 persone (in diminuzione di 1.019 persone rispetto alla fine del 2018). La diminuzione dell'organico del Gruppo rappresenta l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.094 persone) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a +75 persone), tra cui si segnala la dismissione dell'impianto Mercure, da parte di Enel Produzione in Italia, l'acquisizione a marzo della società Tradewind negli Stati Uniti, la cessione dell'impianto di Reftinskaya GRES in Russia e l'acquisizione delle società PayTipper Network Srl, FlagPay Srl e PayTipper in Italia.

N.

	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Generazione Termoelettrica e Trading	9.432	10.286
Enel Green Power	7.957	7.478
Infrastrutture e Reti	34.822	35.740
Mercati finali	6.336	6.492
Enel X	2.808	2.733
Servizi	6.013	5.646
Altro	885	897
Totale	**68.253**	**69.272**

Variazione della consistenza

N.

Consistenza al 31 dicembre 2018	**69.272**
Assunzioni	3.726
Cessazioni	(4.820)
Variazioni di perimetro	75
Consistenza al 31 dicembre 2019	**68.253**

Analisi variazione della consistenza

		2019	2018	2019-2018	
Tasso di ingresso		**5,5%**	**4,9%**	**0,6**	**11,6%**
Persone in entrata per genere:		**3.726**	**3.414**	**312**	**9,1%**
- di cui uomini	n.	2.702	2.410	292	12,1%
	%	72,5%	70,6%	1,9	2,7%
- di cui donne	n.	1.024	1.004	20	2,0%
	%	27,5%	29,4%	-1,9	-6,6%
Persone in entrata per fasce d'età:		**3.726**	**3.414**	**312**	**9,1%**
- <30	n.	1.865	1.622	243	15,0%
	%	50,1%	47,5%	2,6	5,4%
- 30-50	n.	1.698	1.628	70	4,3%
	%	45,6%	47,7%	-2,1	-4,5%
- >50	n.	163	164	(1)	-0,6%
	%	4,4%	4,8%	-0,4	-9,2%
Persone in entrata per area geografica:		**3.726**	**3.414**	**312**	**9,1%**
- Italia	n.	1.042	796	246	30,9%
	%	28,0%	23,3%	4,7	20,0%
- Iberia	n.	430	425	5	1,1%
	%	11,5%	12,5%	-0,9	-7,4%
- America Latina	n.	1.098	1.182	(84)	-7,1%
	%	29,5%	34,6%	-5,1	-14,9%
- Europa e Affari Euro-Mediterranei	n.	528	345	183	53,0%
	%	14,2%	10,1%	4,1	40,2%
- Nord America	n.	435	594	(159)	-26,8%
	%	11,7%	17,4%	-5,7	-32,9%
- Africa, Asia e Oceania	n.	193	72	121	-
	%	5,2%	2,1%	3,1	-
Tasso di turnover		**7,1%**	**6,9%**	**0,02**	**3,1%**
Cessazioni per genere:		**4.820**	**4.746**	**74**	**1,6%**
- di cui uomini	n.	3.766	3.846	(80)	-2,1%
	%	78,1%	79,8%	-1,7	-2,1%
- di cui donne	n.	1.054	900	154	17,1%
	%	21,9%	18,7%	3,2	17,1%
Cessazioni per fasce d'età:		**4.820**	**4.746**	**74**	**1,6%**
- <30	n.	626	499	127	25,5%
	%	13,0%	10,4%	2,6	25,5%
- 30-50	n.	1.867	1.532	335	21,9%
	%	38,7%	31,8%	7,0	21,9%
- >50	n.	2.327	2.715	(388)	-14,3%
	%	48,3%	56,3%	-8,1	-14,3%
Cessazioni per area geografica:		**4.820**	**4.746**		
- Italia	n.	1.607	1.668	(61)	-3,7%
	%	33,3%	34,6%	-1,3	-3,7%
- Iberia	n.	254	425	(171)	-40,3%
	%	5,3%	8,8%	-3,5	-40,3%
- America Latina	n.	2.103	1.862	241	12,9%
	%	43,6%	38,6%	5,0	12,9%
- Europa e Affari Euro-Mediterranei	n.	369	384	(15)	-3,9%
	%	7,7%	8,0%	-0,3	-3,9%
- Nord America	n.	392	374	18	4,8%
	%	8,1%	7,8%	0,4	4,8%
- Africa, Asia e Oceania	n.	95	33	62	-
	%	2,0%	0,7%	1,3	-

La transizione energetica apre nuove scenari per il Gruppo, per il business ma soprattutto per le persone che lavorano in azienda. In tale contesto Enel ha avviato specifici programmi di upskilling e reskilling. I primi si focalizzano sullo sviluppo di competenze professionali esistenti, aggiungendo nuove skill dettate dalla tecnologia e da processi innovativi. Il reskilling, invece, punta a creare nuovi profili lavorativi, sostituendo competenze che stanno diventando obsolete o non più richieste, e a permettere alle persone di occuparsi di nuove attività. I processi di selezione, assunzione e mobilità interna svolgono quindi un ruolo chiave, così come le partnership con le università.

Enel sta andando oltre il concetto tradizionale di formazione, stimolando la capacità del singolo a intraprendere un percorso di apprendimento secondo le sue specifiche esigenze, passioni e attitudini. Nel 2019 sono state erogate più di 2,6 milioni di ore di formazione che hanno riguardato: training manageriale, tecnico, comportamentale, linguistico, in materia di salute e sicurezza, competenze e cultura digitale. Enel si è anche data l'obiettivo di coinvolgere in training su digital skill il 100% della popolazione aziendale entro il 2022; a oggi siamo al 46% delle persone coinvolte.

Formazione media per dipendente

	2019	2018	2019-2018	
Numero medio di ore di training	**38,8**	**40,2**	**(1,4)**	**-3,5%**
Numero medio di ore di formazione per inquadramento:				
- manager	58,4	40,3	18,1	44,9%
- middle manager	44,9	42,2	2,7	6,5%
- white collar	29,6	33,5	(3,9)	-11,6%
- blue collar	49,6	50,1	(0,5)	-0,9%
Numero medio di ore di formazione per genere:				
- uomini	39,7	41,2	(1,5)	-3,5%
- donne	35,0	36,2	(1,2)	-3,3%

La valutazione delle performance quantitative e qualitative nel 2019 ha visto coinvolto il personale del Gruppo a differenti livelli in un processo fluido di scambio e di confronto. In particolare, nel 2019 è stato coinvolto il 100% delle persone eleggibili e raggiungibili[1], di cui è stato valutato il 99%. La valutazione quantitativa è invece stata effettuata per la popolazione con remunerazione variabile, che ha previsto l'assegnazione di specifici obiettivi. Un elemento di ascolto importante all'interno dell'azienda è l'indagine di clima, che permette di raccogliere aree di miglioramento e suggerimenti su temi e aspetti della vita lavorativa. A valle dell'indagine fatta nel 2018 sono in corso di implementazione i piani di azione individuati.

L'impegno di Enel su diversità e inclusione è un percorso iniziato nel 2013 con l'emissione della Policy Diritti Umani, cui è seguita nel 2015 la Policy globale Diversità e Inclusione. Nel 2019 è stata inoltre pubblicata la Global Workplace Harassment Policy che affronta il tema delle molestie sessuali e non, esplicitando il principio del rispetto dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro. L'approccio di Enel si basa sui princípi fondamentali, enunciati nella Policy globale Diversità e Inclusione, di non discriminazione, pari opportunità e uguale dignità per tutte le forme di diversità, inclusione e bilanciamento tra vita privata e vita professionale. L'applicazione della policy ha permesso di sviluppare progetti globali e locali di valorizzazione delle diversità di genere, età, nazionalità e disabilità, e di diffondere la cultura dell'inclusione a tutti i livelli e contesti organizzativi.

L'impatto della policy viene monitorato periodicamente su un dettagliato set di indicatori interni associati alle diverse azioni e dimensioni. In particolare, Enel si è data un obiettivo pubblico di assicurare un'equa rappresentanza dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione e recruiting (circa 50% al 2021). Nel 2019 è stata raggiunta, in linea con la traiettoria definita, la presenza del 42% di donne nei processi di selezione, in crescita rispetto all'anno precedente (39% al 2018).

(1) Eleggibili e raggiungibili: coloro che hanno un contratto a tempo indeterminato e che sono risultati in forza e attivi per almeno tre mesi durante l'anno 2019. Dato previsionale, in quanto la chiusura del processo di valutazione è stata posticipata al 2 maggio 2020 a causa dell'emergenza COVID-19.

Diversità e inclusione

		2019	2018	2019-2018	
Forza lavoro per genere:		**68.253**	**69.272**	**(1.019)**	**-1,5%**
- di cui uomini	n.	53.933	54.972	(1.039)	-1,9%
	%	79%	81%	-2	-1,9%
- di cui donne	n.	14.320	14.300	20	0,1%
	%	21%	21%	-	0,1%
Forza lavoro per fasce di età:		**68.253**	**69.272**	**(1.019)**	**-1,5%**
- <30	%	11,6%	11,8%	-0,2	-1,9%
- 30-50	%	54,6%	57,0%	-2,4	-4,2%
- >50	%	33,8%	31,2%	2,6	8,4%
Forza lavoro per inquadramento:		**68.253**	**69.272**	**(1.019)**	**-1.5%**
- manager (%)		2,0%	1,9%	0,1	2,8%
- middle manager (%)		16,6%	15,9%	0,7	4,6%
- white collar (%)		53,1%	50,1%	3,0	6,1%
- blue collar (%)		28,3%	32,1%	-3,8	-11,9%
Incidenza del personale disabile o appartenente a categorie protette (%)		**3,3%**	**3,2%**	**0,1**	**3,2%**
Donne manager (n.)		285	265	20	7,5%

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 a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza ovunque nel mondo al fine di garantire un ambiente di lavoro sano. Qualità e sicurezza sono un binomio imprescindibile. Ciascuno è responsabile della propria salute e sicurezza così come di quella delle persone con cui interagisce e, come previsto nella "Stop Work Policy" di Enel, è tenuto a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro. L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, la segnalazione e l'analisi dei mancati infortuni, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, i controlli sulla qualità, la condivisione delle esperienze nel Gruppo e il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel.

Nel 2019 è stato avviato il progetto SHE 2.019, che prosegue le attività di SHE 365, e coinvolge sia le persone del Gruppo sia i fornitori con iniziative riguardanti la sicurezza, la salute e l'ambiente. Nel corso dell'ultimo anno questo impegno, concreto e operativo, si è spinto sempre più verso il business del Gruppo, rafforzando le linee di lavoro lungo tre direttrici principali:

> la Commitment Chain focalizzata sulla prevenzione degli infortuni più gravi, oltre che fatali;
> la Inter Business Lines Integration, per rafforzare la sinergia delle azioni delle singole Linee di Business con i Paesi e le Regioni;
> il Contractors' Engagement per migliorare gli standard di sicurezza delle imprese che lavorano con Enel.

La sicurezza è integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come il Supplier Performance Management (SPM). Nel corso del 2019 è stato predisposto il documento HSE Terms, allegato a tutti i contratti, e 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", verifiche specifiche 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 2019 sono stati realizzati complessivamente 746 "Contractor Assessment".

	UM	2019	2018	2019-2018	
Indice di frequenza infortuni - FR Enel [1]	i	0,899	0,943	(0,04)	-4,7%
Numero di infortuni mortali Enel	n.	1	1	-	-
Numero di infortuni "High Consequence" Enel [2]	n.	3	5	(2)	-40,0%
Numero di infortuni mortali Ditte appaltatrici [3]	n.	6	7	(1)	-14,3%
Numero di infortuni "High Consequence" Ditte appaltatrici [2]	n.	16	13	3	23,1%

(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 2019 risultano avere più di sei mesi di assenza dal lavoro;
- infortuni che al 31 dicembre 2019 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.

(3) Con riferimento al numero del 2018, considerando tutte le aree in cui il Gruppo opera e le attività gestite, comprese le società. consolidate con metodo equity e le società per le quali è stato applicato il meccanismo di BSO (Build, Sell and Operate), il valore totale degli infortuni mortali è pari a 8.

Nel 2019 l'indice di frequenza infortuni FR del personale Enel è diminuito attestandosi a 0,90 infortuni per ogni milione di ore lavorate (-5% rispetto al 2018), a conferma della efficacia della strategia attuata e delle politiche in materia di sicurezza poste in atto nel Gruppo.
Nel corso del 2019 si è verificato 1 infortunio mortale che ha coinvolto un dipendente del Gruppo Enel e 6 infortuni mortali a carico degli appaltatori. Le cause sono principalmente associate a incidenti di tipo meccanico.
Nel corso del 2019 si sono verificati 3 infortuni a dipendenti del Gruppo Enel e 16 a carico degli appaltatori, principalmente di tipo meccanico, che hanno avuto un esito di tipo "High Consequence".
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; è stata introdotta anche un'applicazione per smartphone con le indicazioni delle informazioni di viaggio, una linea guida sulle vaccinazioni ed è stata stipulata una nuova polizza di assicurazione globale per tutti i colleghi che viaggiano all'estero. 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. Inoltre, 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.

Diverse sono state le campagne di comunicazione sulla salute e sulla sicurezza realizzate nel corso dell'anno su aree di specifica attenzione per l'azienda e sono state erogate a personale Enel circa 692.000 ore di formazione, Nel 2019 sono inoltre proseguiti i progetti di innovazione sulla sicurezza e ne sono stati lanciati di nuovi che hanno riguardato le misure di prevenzione e protezione, l'esecuzione e analisi di controlli correttivi, nonché la formazione del personale.

Relazioni responsabili con le comunità

Il settore energetico sta attraversando una profonda trasformazione e la sempre crescente attenzione ai fattori sociali e ambientali unita a un approccio inclusivo permettono di creare valore nel lungo termine per l'azienda e per le comunità in cui opera. 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. Un'ulteriore evoluzione è costituita dalla estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, contribuendo a costruire città sempre più sostenibili facendo leva sull'accesso alle nuove tecnologie. Enel si impegna a rispettare i diritti delle comunità e a contribuire al loro progresso economico e sociale, interfacciandosi quotidianamente con una molteplicità di stakeholder. Nel 2019 Enel, con circa 1.800 progetti e oltre 4 milioni di benefi-

ciari[2], nei diversi Paesi in cui è presente ha contributo alla realizzazione di ecosistemi per assicurare l'accesso all'energia elettrica nelle aree rurali e a contrastare la povertà energetica (SDG 7), raggiungendo 7,9 milioni di beneficiari al 2019 (con un target al 2030 di 10 milioni di beneficiari); ha favorito lo sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) raggiungendo 2,1 milioni di beneficiari nel 2019 (con un target al 2030 di 8,0 milioni di beneficiari); e promosso un'educazione di qualità (SDG 4) raggiungendo 1,3 milioni di beneficiari al 2019 (con un target 2,5 milioni di beneficiari al 2030). Ciò anche grazie alle oltre 800 partnership con organizzazioni locali, imprese sociali, università, associazioni internazionali e organizzazioni non governative nei diversi Paesi.

(2) 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).

L'ecosistema di innovazione

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.

Enel opera attraverso un modello di Open Innovability, un ecosistema basato sulla condivisione che permette di connettere le aree dell'azienda con start up, 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 Hubs. L'azienda ha all'attivo numerosi accordi di partnership di innovazione che, oltre ai campi d'azione tradizionali di Enel come le rinnovabili e la generazione convenzionale, hanno promosso lo sviluppo di nuove soluzioni per l'emobility, le microgrid, l'efficienza energetica e l'industrial Internet of Things (IoT). Durante il 2019, Enel ha aperto 1 nuovo Hub a Boston, consolidando la propria presenza nei migliori ecosistemi di innovazione nel mondo con 7 Innovation Hub (Silicon Valley, Boston, Tel Aviv, Madrid, Mosca, Santiago del Cile, Rio de Janeiro) e 3 Innovation Hub & Lab (Catania, Pisa e Milano). Grazie alla presenza negli ecosistemi di innovazione e all'organizzazione di bootcamp, attività di scouting dedicate a specifiche tecnologie di interesse del Gruppo, durante il 2019 Enel è entrata in contatto con circa 2.500 start up. La piattaforma on line di crowdsourcing Openinnovability.com di Enel è il luogo digitale dove le idee di progetto sono protagoniste delle challenge lanciate sul sito attraverso le "call". Proseguono inoltre 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 2019 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, stampa 3D, intelligenza artificiale, "wearables" (dispositivi indossabili), robotica e green hydrogen sono gli ambiti e le tecnologie affrontate nell'ambito di tali comunità. Negli ultimi anni 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. Infine, nel 2019 è nata una comunità che ha come obiettivo l'applicazione di green hydrogen prodotto per elettrolisi e alimentato da energia elettrica rinnovabile, ritenendolo l'unico modo per produrre idrogeno sostenibile nel lungo periodo, caratterizzato da zero emissioni di gas serra e alimentato da fonti rinnovabili. Al 2019 sono stati investiti più di 84 milioni di euro in innovazione tecnologica.

Gestione dei clienti

La costante attenzione di Enel al cliente e l'impegno nel fornire prodotti e servizi di qualità sono importanti fattori che caratterizzano la relazione del Gruppo con i propri clienti nei diversi Paesi in cui opera. Affidabilità, sicurezza e continuità nella distribuzione, insieme a qualità, efficacia e trasparenza nella vendita di energia, caratterizzano ogni fase del rapporto con i clienti.

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, l'azienda conferma quanto già proposto nel corso degli ultimi anni grazie a 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 la qualità commerciale di tutti i canali di contatto (servizio clienti telefonico, negozi e punti Enel, bollette, app, email, social media, account manager, fax) si tutela effettuando monitoraggi

sistematici sui processi di vendita e gestionali. L'obiettivo è di assicurare la conformità alle prescrizioni nel rispetto della normativa vigente, della privacy e delle norme a tutela della libertà e dignità.
L'azienda, infine, conferma il proprio interesse verso la digitalizzazione, la fatturazione elettronica e i 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.

Catena di fornitura sostenibile

Enel impronta i propri processi di acquisto su comportamenti precontrattuali e contrattuali orientati a reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione. 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 2019 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un contratto è pari a oltre 30.000.

La gestione dei fornitori si articola in tre fasi fondamentali, necessarie anche per integrare nelle valutazioni gli aspetti ambientali, sociali e di governante: il sistema di qualificazione, la definizione delle condizioni generali di contratto, il sistema di Supplier Performance Management (SPM). Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 31 dicembre 2019 circa 8.200 qualificazioni attive) consente, infatti, una valutazione accurata delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto e rappresenta una garanzia per l'azienda, mentre il sistema SPM è finalizzato 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 in una visione di economia circolare.

Valore creato per gli stakeholder

Milioni di euro		
	2019	2018
Ricavi	80.327	75.575
Proventi/(Oneri) netti da rischio commodity	(733)	532
Costi esterni	56.022	53.833
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	**23.572**	**22.274**
Valore aggiunto lordo discontinued operations		
Valore aggiunto globale lordo	**23.572**	**22.274**
distribuito a:		
Azionisti	3.050	2.765
Finanziatori	2.609	2.493
Dipendenti	4.634	4.582
Stato	2.069	3.168
Sistema impresa	11.210	9.266

Sono stakeholder di Enel gli individui, i gruppi o le istituzioni il cui apporto è richiesto per realizzare la missione aziendale o che hanno un interesse in gioco nel suo perseguimento. Il valore economico creato e distribuito da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo abbia creato ricchezza nei confronti dei seguenti stakeholder: azionisti, finanziatori, dipendenti e Stato.

Risultati economici per area di attività

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 Gruppo Enel, a partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2019, ha modificato i settori primari e secondari concordemente a quanto previsto dall'IFRS 8. Nello specifico, tenendo presente che nel corso del 2019 il management ha iniziato a comunicare al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

> settore primario: area di attività;
> settore secondario: area geografica.

L'area di attività, 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 area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

	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 e Affari Euro-Mediterranei	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Africa, Asia e Oceania			✓		✓		
Nord America	✓	✓	✓		✓		
America Latina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro) e aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Affari Euro-Mediterranei, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding). Si segnala che con decorrenza settembre 2019 l'America Latina della Linea di Business Enel Green Power include anche i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua che in precedenza erano riportati nell'area geografica Nord e Centro America (ora ridenominata Nord America e composta dai seguenti Paesi: Stati Uniti, Canada 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 e per la riassegnazione dei Paesi nel segmento Enel Green Power, si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018.

Risultati per area di attività del 2019 e del 2018

Risultati 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
Ricavi e altri proventi verso terzi	30.519	7.360	20.092	19.482	967	1.901	6	80.327
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.532	373	1.697	13.062	163	80	(16.907)	-
Totale ricavi e altri proventi	**32.051**	**7.733**	**21.789**	**32.544**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Margine operativo lordo	**1.395**	**4.604**	**8.278**	**3.287**	**158**	**126**	**(144)**	**17.704**
Ammortamenti e impairment	4.889	1.328	3.001	1.124	256	201	27	10.826
Risultato operativo	**(3.494)**	**3.276**	**5.277**	**2.163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6.878**
Investimenti	**851**	**4.293** [2]	**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 del periodo.

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

Risultati 2018 [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	26.630	7.613	18.250	20.340	849	1.878	15	75.575
Ricavi e altri proventi intersettoriali	977	443	1.718	13.431	157	60	(16.786)	-
Totale ricavi e altri proventi	**27.607**	**8.056**	**19.968**	**33.771**	**1.006**	**1.938**	**(16.771)**	**75.575**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
Margine operativo lordo	**1.117**	**4.608**	**7.539**	**3.079**	**124**	**85**	**(201)**	**16.351**
Ammortamenti e impairment	1.235	1.103	2.752	1.121	105	123	12	6.451
Risultato operativo	**(118)**	**3.505**	**4.787**	**1.958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9.900**
Investimenti	**839**	**2.784** [3]	**3.830**	**374**	**183**	**106**	**36**	**8.152**

(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 sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per area di attività.
(3) Il dato non include 378 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 relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi. 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

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti		
	2019	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018
Italia	**(14)**	**22**	**(36)**	**1.240**	**1.220**	**20**	**3.906**	**3.679**	**227**
Iberia	**590**	**425**	**165**	**358**	**361**	**(3)**	**2.025**	**1.965**	**60**
America Latina	**642**	**469**	**173**	**2.218**	**2.201**	**17**	**2.259**	**1.763**	**496**
Argentina	*165*	*142*	*23*	*51*	*46*	*5*	*271*	*173*	*98*
Brasile	*107*	*7*	*100*	*335*	*395*	*(60)*	*1.144*	*815*	*329*
Cile	*211*	*124*	*87*	*899*	*877*	*22*	*222*	*228*	*(6)*
Colombia	*14*	*51*	*(37)*	*620*	*544*	*76*	*399*	*364*	*35*
Perù	*145*	*145*	*-*	*162*	*156*	*6*	*223*	*183*	*40*
Panama	*-*	*-*	*-*	*112*	*113*	*(1)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*39*	*70*	*(31)*	*-*	*-*	*-*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	**209**	**233**	**(24)**	**112**	**115**	**(3)**	**107**	**152**	**(45)**
Romania	*(2)*	*-*	*(2)*	*75*	*62*	*13*	*107*	*152*	*(45)*
Russia	*209*	*233*	*(24)*	*(1)*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*2*	*-*	*2*	*38*	*54*	*(16)*	*-*	*-*	*-*
Nord America	**(18)**	**(6)**	**(12)**	**737**	**538**	**199**	**-**	**-**	**-**
Stati Uniti e Canada	*(16)*	*(6)*	*(10)*	*658*	*398*	*260*	*-*	*-*	*-*
Messico	*(2)*	*-*	*(2)*	*79*	*140*	*(61)*	*-*	*-*	*-*
Africa, Asia e Oceania	**-**	**-**	**-**	**62**	**58**	**4**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	*-*	*-*	*-*	*58*	*54*	*4*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*8*	*9*	*(1)*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*(5)*	*1*	*-*	*-*	*-*
Altro	**(14)**	**(26)**	**12**	**(123)**	**115**	**(238)**	**(19)**	**(20)**	**1**
Totale	**1.395**	**1.117**	**278**	**4.604**	**4.608**	**(4)**	**8.278**	**7.539**	**739**

Mercati finali			Enel X			Servizi			Altro			Totale		
2019	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018	**2019**	2018	2019-2018
2.314	**2.233**	**81**	**13**	**31**	**(18)**	**169**	**119**	**50**	**-**	**-**	**-**	**7.628**	**7.304**	**324**
715	**676**	**39**	**38**	**51**	**(13)**	**66**	**80**	**(14)**	**-**	**-**	**-**	**3.792**	**3.558**	**234**
243	**158**	**85**	**64**	**56**	**8**	**(123)**	**(104)**	**(19)**	**-**	**-**	**-**	**5.303**	**4.543**	**760**
2	*(16)*	*18*	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*488*	*344*	*144*
149	*100*	*49*	*(1)*	*-*	*(1)*	*(49)*	*(42)*	*(7)*	*-*	*-*	*-*	*1.685*	*1.275*	*410*
17	*19*	*(2)*	*26*	*19*	*7*	*(72)*	*(61)*	*(11)*	*-*	*-*	*-*	*1.303*	*1.206*	*97*
60	*42*	*18*	*38*	*37*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1.131*	*1.038*	*93*
15	*13*	*2*	*1*	*-*	*1*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*545*	*497*	*48*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*112*	*113*	*(1)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*39*	*70*	*(31)*
15	**12**	**3**	**-**	**3**	**(3)**	**5**	**1**	**4**	**-**	**-**	**-**	**448**	**516**	**(68)**
15	*12*	*3*	*6*	*3*	*3*	*5*	*1*	*4*	*-*	*-*	*-*	*206*	*230*	*(24)*
-	*-*	*-*	*(2)*	*-*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*206*	*232*	*(26)*
-	*-*	*-*	*(4)*	*-*	*(4)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*36*	*54*	*(18)*
-	**-**	**-**	**80**	**3**	**77**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**799**	**535**	**264**
-	*-*	*-*	*80*	*3*	*77*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*722*	*395*	*327*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*77*	*140*	*(63)*
-	**-**	**-**	**(1)**	**(4)**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**61**	**54**	**7**
-	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*58*	*50*	*8*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*8*	*9*	*(1)*
-	*-*	*-*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(5)*	*(5)*	*-*
-	**-**	**-**	**(36)**	**(16)**	**(20)**	**9**	**(11)**	**20**	**(144)**	**(201)**	**57**	**(327)**	**(159)**	**(168)**
3.287	**3.079**	**208**	**158**	**124**	**34**	**126**	**85**	**41**	**(144)**	**(201)**	**57**	**17.704**	**16.351**	**1.353**

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Generazione Termoelettrica e Trading

129,7 TWh
Produzione netta
di energia elettrica
-41,6% da impianti a carbone
rispetto al 2018

42,2 GW
Potenza efficiente netta installata
-26,1% da impianti a carbone
rispetto al 2018

3,5%
Ricavi "coal"
sul totale ricavi del Gruppo

€ 1.395 mln
Margine operativo lordo
€ 1.117 mln nel 2018

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2019	2018	2019-2018	
Impianti a carbone	37.592	64.366	(26.774)	-41,6%
Impianti a olio combustibile e turbogas	20.887	24.832	(3.945)	-15,9%
Impianti a ciclo combinato	44.980	38.134	6.846	18,0%
Impianti nucleari	26.279	24.067	2.212	9,2%
Totale produzione netta	**129.738**	**151.399**	**(21.661)**	**-14,3%**
- di cui Italia	*22.604*	*27.757*	*(5.153)*	*-18,6%*
- di cui Iberia	*51.312*	*62.020*	*(10.708)*	*-17,3%*
- di cui America Latina	*23.388*	*22.441*	*947*	*4,2%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*32.434*	*39.181*	*(6.747)*	*-17,2%*

Il decremento della produzione netta di energia è attribuibile essenzialmente a un forte decremento della generazione da impianti a carbone per 26.774 milioni di kWh, in Iberia (per 14.673 milioni di kWh), in Italia (per 7.941 milioni di kWh) e in Russia (per 5.239 milioni di kWh), connesso alla loro minore competitività, parzialmente compensato da un incremento della produzione da cicli combinati per 6.846 milioni di kWh, prevalentemente in Italia (per 3.013 milioni di kWh), in Iberia (per 2.731 milioni di kWh) e in America Latina (1.092 milioni di kWh). L'incremento della produzione nucleare è ascrivibile al maggior ricorso all'energia nucleare in Iberia a seguito delle condizioni di scarsa idraulicità.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Impianti a carbone	11.695	15.828	(4.133)	-26,1%
Impianti a olio combustibile e turbogas	12.211	12.250	(39)	-0,3%
Impianti a ciclo combinato	14.991	15.021	(30)	-0,2%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Totale	**42.215**	**46.417**	**(4.202)**	**-9,1%**
- di cui Italia	*13.480*	*13.613*	*(133)*	*-1,0%*
- di cui Iberia	*15.957*	*16.192*	*(235)*	*-1,5%*
- di cui America Latina	*7.523*	*7.734*	*(211)*	*-2,7%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*5.255*	*8.878*	*(3.623)*	*-40,8%*

Il decremento della potenza efficiente netta installata riflette il minor ricorso alla produzione dagli impianti a carbone, in particolare in Russia per 3.623 MW a seguito della già citata cessione dell'impianto di Reftinskaya.
Più in generale i ricavi "termo" e "coal", in altre parole rispettivamente da impianti termoelettrici e 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 decarbonizzazione, registrano una progressiva diminuzione come risulta anche dalla seguente tabella, anche in termini di incidenza sui ricavi totali.

Milioni di euro

	2019	2018
Ricavi "termo"	10.322	10.894
Ricavi "coal"	2.827	4.043
Ricavi "nucleare"	1.296	1.080
Percentuale dei ricavi "termo" sul totale	**12,8%**	**14,4%**
Percentuale dei ricavi "coal" sul totale	**3,5%**	**5,3%**
Percentuale dei ricavi "nucleare" sul totale	**1,6%**	**1,4%**

Risultati economici

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	32.051	27.607	4.444	16,1%
Margine operativo lordo	1.395	1.117	278	24,9%
Risultato operativo	(3.494)	(118)	(3.376)	-
Investimenti	851	839	12	1,4%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	23.688	18.954	4.734	25,0%
Iberia	6.261	6.329	(68)	-1,1%
America Latina	1.915	1.726	189	11,0%
- di cui Argentina	*323*	*227*	*96*	*42,3%*
- di cui Brasile	*289*	*270*	*19*	*7,0%*
- di cui Cile	*828*	*739*	*89*	*12,0%*
- di cui Colombia	*110*	*126*	*(16)*	*-12,7%*
- di cui Perù	*365*	*364*	*1*	*0,3%*
Nord America	29	3	26	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	956	1.054	(98)	-9,3%
- di cui Romania	*42*	*55*	*(13)*	*-23,6%*
- di cui Russia	*911*	*999*	*(88)*	*-8,8%*
- di cui altri Paesi	*3*	-	*3*	-
Altro	54	*81*	(27)	-33,3%
Elisioni e rettifiche	(852)	(540)	(312)	-57,8%
Totale	**32.051**	**27.607**	**4.444**	**16,1%**

La variazione dei **ricavi** è riconducibile prevalentemente alla voce "Vendita di commodity da contratti con consegna fisica" per effetto delle riclassifiche, senza alcun impatto sui margini, legate all'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 alle transazioni non finanziarie con consegna fisica valutate al fair value in base all'IFRS 9. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 4.3 delle note al Bilancio consolidato.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	(14)	22	(36)	-
Iberia	590	425	165	38,8%
America Latina	642	469	173	36,9%
- di cui Argentina	*165*	*142*	*23*	*16,2%*
- di cui Brasile	*107*	*7*	*100*	-
- di cui Cile	*211*	*124*	*87*	*70,2%*
- di cui Colombia	*14*	*51*	*(37)*	*-72,5%*
- di cui Perù	*145*	*145*	-	-
Nord America	(18)	(6)	(12)	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	209	233	(24)	-10,3%
- di cui Romania	*(2)*	-	*(2)*	-
- di cui Russia	*209*	*233*	*(24)*	*-10,3%*
- di cui altri Paesi	*2*	-	*2*	-
Altro	(14)	(26)	12	46,2%
Totale	**1.395**	**1.117**	**278**	**24,9%**

L'incremento del **margine operativo lordo** del 2019 è riferibile principalmente:

- al maggiore margine realizzato in America Latina per 173 milioni di euro principalmente per effetto dell'indennizzo ricevuto da un grande cliente, pari a 80 milioni di euro, per aver esercitato anticipatamente l'opzione di recesso e del miglioramento del margine di Fortaleza (108 milioni di euro) a seguito dei minori costi di approvvigionamento;
- all'incremento del margine realizzato in Iberia per 165 milioni di euro sostanzialmente riconducibile ai seguenti fenomeni:
  - incremento del margine relativo alla generazione nucleare, per 279 milioni di euro, principalmente per l'incremento dei volumi prodotti e dei prezzi, nonché per la riduzione delle imposte sulla generazione nucleare (per 43 milioni di euro);
  - la riduzione di oneri per imposte e tasse sulla generazione termoelettrica, per 63 milioni di euro, soprattutto per la sospensione dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione di energia in base al regio decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018;
  - maggiori oneri per la svalutazione dei magazzini – di combustibili e di materiali e ricambi – di taluni impianti a carbone assoggettati a impairment, complessivamente, per 103 milioni di euro, in quanto ritenuti non recuperabili nel processo produttivo;
  - peggioramento dei risultati sui contratti su commodity valutati al fair value per 90 milioni di euro;
- al decremento del margine in Italia per 36 milioni di euro, prevalentemente riferibile:
  - a maggiori oneri per la svalutazione dei magazzini – di combustibili e di materiali e ricambi – di taluni impianti a carbone, complessivamente, per 205 milioni di euro, in quanto ritenuti non recuperabili attraverso il loro impiego nel processo produttivo;
  - alla rilevazione della plusvalenza di 108 milioni di euro in Enel Produzione per la cessione della centrale elettrica del Mercure, solo in parte compensata dai maggiori accantonamenti al fondo oneri ambientali, previsti dal contratto e relativi al sito industriale;
  - a minori oneri di compliance ambientale pari a 65 milioni di euro per la generazione termoelettrica;
- al decremento del margine nell'area geografica Europa e Affari Euro-Mediterranei per 24 milioni di euro rilevato prevalentemente in Russia.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	(1.908)	(248)	(1.660)	-
Iberia	(1.650)	(274)	(1.376)	-
America Latina	68	266	(198)	-74,4%
- di cui Argentina	*100*	*89*	*11*	*12,4%*
- di cui Brasile	*94*	*(1)*	*95*	*-*
- di cui Cile	*(233)*	*30*	*(263)*	*-*
- di cui Colombia	*(2)*	*37*	*(39)*	*-*
- di cui Perù	*109*	*111*	*(2)*	*-1,8%*
Nord America	(19)	(6)	(13)	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	30	170	(140)	-82,4%
- di cui Romania	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*
- di cui Russia	*31*	*170*	*(139)*	*-81,8%*
- di cui altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*-*
Altro	(15)	(26)	11	42,3%
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**(3.494)**	**(118)**	**(3.376)**	**-**

Il decremento del **risultato operativo** è dovuto all'incremento degli ammortamenti e impairment di 3.654 milioni di euro, nonostante il miglioramento del margine operativo lordo. In particolare, l'incremento degli ammortamenti e impairment si riferisce prevalentemente:

- alle svalutazioni in Italia, Spagna, Cile e Russia delle centra-

li a carbone per complessivi 4.010 milioni di euro come già ampiamente commentato nel paragrafo "Risultato operativo" del capitolo "Risultati economici del Gruppo";

> a maggiori ammortamenti per l'applicazione dell'IFRS 16 (34 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	189	172	17	9,9%
Iberia	388	345	43	12,5%
America Latina	193	251	(58)	-23,1%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	79	70	9	12,9%
Altro	2	1	1	-
Totale	**851**	**839**	**12**	**1,4%**

L'incremento degli **investimenti** si riferisce prevalentemente all'Italia (per 17 milioni di euro) e all'Iberia (per 43 milioni di euro) e riguarda soprattutto interventi di manutenzione e messa in sicurezza degli impianti. Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento degli investimenti in America Latina per 58 milioni di euro, in particolar modo in Argentina e Cile sugli impianti a carbone e a ciclo combinato.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Enel Green Power

99,4 TWh
Produzione netta di energia elettrica
+20,3% da impianti eolici
rispetto al 2018

42,1 GW
Potenza efficiente netta installata
50% della potenza totale
del Gruppo

€ 4.604 mln
Margine operativo lordo
€ 4.608 mln nel 2018

+54,2%
Investimenti rispetto al 2018
per un totale di **€ 4.293 mln**

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2019	2018	2019-2018	
Idroelettrica	62.580	65.893	(3.313)	-5,0%
Geotermoelettrica	6.148	5.881	267	4,5%
Eolica	26.668	22.161	4.507	20,3%
Solare	3.974	4.897	(923)	-18,8%
Altre fonti	21	108	(87)	-80,6%
Totale produzione netta	**99.391**	**98.940**	**451**	**0,5%**
- di cui Italia	*24.308*	*25.476*	*(1.168)*	*-4,6%*
- di cui Iberia	*10.090*	*12.172*	*(2.082)*	*-17,1%*
- di cui America Latina	*48.448*	*48.137*	*311*	*0,6%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*2.005*	*1.895*	*110*	*5,8%*
- di cui Nord America	*12.969*	*9.752*	*3.217*	*33,0%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*1.571*	*1.508*	*63*	*4,2%*

La produzione netta di energia elettrica nel 2019 registra un lieve incremento rispetto al 2018 conseguente alla maggiore produzione da fonte eolica e geotermica, in parte compensata dalla minore produzione idroelettrica e solare. Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si sono verificate negli Stati Uniti e in Iberia, dove si è registrato un incremento rispettivamente per 4.496 milioni di kWh e per 439 milioni di kWh, in parte compensato dalla minore produzione da fonte eolica in Messico (-759 milioni di kWh) anche per effetto della cessione di alcune società nel settembre 2018.

L'incremento delle quantità prodotte da fonte geotermica è riconducibile prevalentemente agli Stati Uniti (+285 milioni di kWh).

La minore produzione da fonte idroelettrica è dovuta principalmente alla minore idraulicità in Italia e Iberia, solo parzialmente compensata dall'incremento in America Latina (+458

milioni di kWh), dove la produzione è caratterizzata da andamenti diversi nei vari Paesi; in particolar modo si registra un incremento in Brasile (+940 milioni di kWh), Colombia (+857 milioni di kWh) e Perù (+462 milioni di kWh), compensato da un decremento in Argentina (-350 milioni di kWh), Cile (-899 milioni di kWh) e Panama (-308 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Idroelettrica	27.830	27.844	(14)	-0,1%
Geotermoelettrica	878	804	74	9,2%
Eolica	10.327	8.190	2.137	26,1%
Solare	3.094	2.322	772	33,2%
Altre fonti	5	43	(38)	-88,4%
Totale potenza efficiente netta	**42.134**	**39.203**	**2.931**	**7,5%**
- di cui Italia	*13.972*	*14.011*	*(39)*	*-0,3%*
- di cui Iberia	*7.391*	*6.525*	*866*	*13,3%*
- di cui America Latina	*13.676*	*13.869*	*(193)*	*-1,4%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*1.037*	*883*	*154*	*17,4%*
- di cui Nord America	*5.282*	*3.220*	*2.062*	*64,0%*
- di cui Africa, Asia e Oceania	*776*	*695*	*81*	*11,7%*

La potenza efficiente netta installata del 2019 registra un incremento rispetto al 2018, prevalentemente negli Stati Uniti per effetto dell'acquisto da parte di Enel Green Power North America (EGPNA, ora ridenominata Enel North America) di 13 società titolari di impianti eolici, geotermici e solari, nonché dell'incremento della potenza installata negli impianti di High Lonesome e Roadrunner, e in Iberia a seguito dell'incremento della potenza installata in impianti eolici e solari.

Risultati economici

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	7.733	8.056	(323)	-4,0%
Margine operativo lordo	4.604	4.608	(4)	-0,1%
Risultato operativo	3.276	3.505	(229)	-6,5%
Investimenti	4.293 (1)	2.784 (2)	1.509	54,2%

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi [1]

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.918	2.084	(166)	-8,0%
Iberia	653	716	(63)	-8,8%
America Latina	3.692	3.843	(151)	-3,9%
- di cui Argentina	*64*	*59*	*5*	*8,5%*
- di cui Brasile	*694*	*676*	*18*	*2,7%*
- di cui Cile	*1.489*	*1.584*	*(95)*	*-6,0%*
- di cui Colombia	*1.007*	*941*	*66*	*7,0%*
- di cui Perù	*201*	*334*	*(133)*	*-39,8%*
- di cui Panama	*169*	*151*	*18*	*11,9%*
- di cui altri Paesi	*68*	*98*	*(30)*	*-30,6%*
Nord America	1.115	860	255	29,7%
- di cui Stati Uniti	*956*	*564*	*392*	*69,5%*
- di cui Messico	*159*	*296*	*(137)*	*-46,3%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	271	255	16	6,3%
- di cui Romania	*175*	*173*	*2*	*1,2%*
- di cui Grecia	*86*	*73*	*13*	*17,8%*
- di cui Bulgaria	*8*	*9*	*(1)*	*-11,1%*
- di cui altri Paesi	*2*	-	*2*	-
Africa, Asia e Oceania	107	101	6	5,9%
Altro	105	316	(211)	-66,8%
Elisioni e rettifiche	(128)	(119)	(9)	-7,6%
Totale	**7.733**	**8.056**	**(323)**	**-4,0%**

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati di dicembre 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Margine operativo lordo [1]

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.240	1.220	20	1,6%
Iberia	358	361	(3)	-0,8%
America Latina	2.218	2.201	17	0,8%
- di cui Argentina	*51*	*46*	*5*	*10,9%*
- di cui Brasile	*335*	*395*	*(60)*	*-15,2%*
- di cui Cile	*899*	*877*	*22*	*2,5%*
- di cui Colombia	*620*	*544*	*76*	*14,0%*
- di cui Perù	*162*	*156*	*6*	*3,8%*
- di cui Panama	*112*	*113*	*(1)*	*-0,9%*
- di cui altri Paesi	*39*	*70*	*(31)*	*-44,3%*
Nord America	737	538	199	37,0%
- di cui Stati Uniti	*658*	*398*	*260*	*65,3%*
- di cui Messico	*79*	*140*	*(61)*	*-43,6%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	112	115	(3)	-2,6%
- di cui Romania	*75*	*62*	*13*	*21,0%*
- di cui Russia	*(1)*	*(1)*	-	-
- di cui Grecia	*35*	*49*	*(14)*	*-28,6%*
- di cui Bulgaria	*6*	*6*	-	-
- di cui altri Paesi	*(3)*	*(1)*	*(2)*	-
Africa, Asia e Oceania	62	58	4	6,9%
Altro	(123)	115	(238)	-
Totale	**4.604**	**4.608**	**(4)**	**-0,1%**

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati di dicembre 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Il **margine operativo lordo** ha un decremento di 4 milioni di euro rispetto al 2018, riferibile sostanzialmente:

> al maggior margine in Nord America per 199 milioni di euro riconducibile prevalentemente a:
  – un incremento del margine negli Stati Uniti per 260 milioni di euro, derivante essenzialmente dal maggior margine (+92 milioni di euro) legato alla variazione di perimetro per l'acquisto da parte di Enel North America (ex Enel Green Power North America) di 13 società cedute da Enel Green Power North America Renewble Energy Partners LLC (EGPNA REP) e al negative goodwill legato all'operazione stessa (106 milioni di euro); dal negative goodwill relativo all'acquisto di Tradewind Energy (75 milioni di euro), in parte compensato dal margine negativo della società (-53 milioni di euro); dalle plusvalenze conseguenti alla cessione di due progetti Outlaw (22 milioni di euro) e Gratiot (20 milioni di euro); dai maggiori proventi da tax partnership riferiti alle società High Lonesome Wind Power (+87 milioni di euro) e Roadrunner Solar Project (+67 milioni di euro), in parte compensati dai minori proventi della stessa natura delle società Diamond Vista (-40 milioni di euro) e Rattlesnake Creek (-39 milioni di euro);
  – un minor margine in Messico per 61 milioni di euro, dovuto prevalentemente alla variazione di perimetro a seguito della cessione a fine settembre 2018 delle otto società del progetto "Kino";

> al maggior margine in America Latina per 17 milioni di euro riferito prevalentemente:
  – al maggior margine in Colombia per 76 milioni di euro, riferito essenzialmente all'incremento dei ricavi da vendita energia (73 milioni di euro) per effetto dell'aumento del prezzo medio e delle maggiori quantità scambiate in Borsa, ai minori costi per acquisto e trasporto energia elettrica (78 milioni di euro) per effetto delle minori quantità acquistate e ai minori consumi di carburanti (15 milioni di euro), parzialmente compensati da maggiori costi per servizi accessori al business elettrico (82 milioni di euro);

- al maggior margine in Cile per 22 milioni di euro che dipende sostanzialmente dalla rilevazione da parte di Enel Generación Chile dei ricavi per penali pari a 80 milioni di euro dovuti all'esercizio di recesso anticipato, da parte di un grande cliente industriale, dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica, in parte compensati dal margine negativo dell'energia (62 milioni di euro) a causa della minore produzione;
- al minor margine in Brasile per 60 milioni di euro, dove l'incremento dei ricavi per vendita energia elettrica conseguenti alla maggiore produzione, in parte mitigata dalla riduzione dei prezzi spot, è stato più che compensato dai maggiori costi di acquisto energia elettrica e dall'effetto della variazione di perimetro relativo alla cessione di tre impianti;
- al minor margine negli altri Paesi per 31 milioni di euro prevalentemente per effetto dei minori ricavi da vendita energia elettrica in Costa Rica e Guatemala, conseguenti alle minori quantità prodotte, e per effetto della variazione di perimetro avvenuta in Uruguay a dicembre 2018;

> al maggior margine in Italia per 20 milioni di euro riferito sostanzialmente a maggiori prezzi di vendita energia, malgrado le minori quantità idroelettriche prodotte, in parte compensato dalla rilevazione lo scorso anno della plusvalenza per la cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);

> al minor margine per 238 milioni di euro riferito prevalentemente alla rilevazione lo scorso anno della plusvalenza per la cessione delle otto società del progetto "Kino" in Messico avvenuta a fine settembre 2018 nonché alla rimisurazione al fair value per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro), e alla plusvalenza per la cessione di alcune società in Uruguay (18 milioni di euro).

Risultato operativo [1]

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	909	828	81	9,8%
Iberia	183	208	(25)	-12,0%
America Latina	1.809	1.776	33	1,9%
- di cui Argentina	*38*	*39*	*(1)*	*-2,6%*
- di cui Brasile	*250*	*309*	*(59)*	*-19,1%*
- di cui Cile	*728*	*699*	*29*	*4,1%*
- di cui Colombia	*560*	*488*	*72*	*14,8%*
- di cui Perù	*123*	*107*	*16*	*15,0%*
- di cui Panama	*96*	*98*	*(2)*	*-2,0%*
- di cui altri Paesi	*14*	*36*	*(22)*	*-61,1%*
Nord America	418	364	54	14,8%
- di cui Stati Uniti	*367*	*270*	*97*	*35,9%*
- di cui Messico	*51*	*94*	*(43)*	*-45,7%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	58	195	(137)	-70,3%
- di cui Romania	*49*	*40*	*9*	*22,5%*
- di cui Russia	*-*	*(1)*	*1*	-
- di cui Grecia	*10*	*154*	*(144)*	*-93,5%*
- di cui Bulgaria	*3*	*3*	-	-
- di cui altri Paesi	*(4)*	*(1)*	*(3)*	-
Africa, Asia e Oceania	24	19	5	26,3%
Altro	(125)	115	(240)	-
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**3.276**	**3.505**	**(229)**	**-6,5%**

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati di dicembre 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Il **risultato operativo** del 2019, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.328 milioni di euro (1.103 milioni di euro nel 2018) evidenzia, rispetto al 2018, un decremento di 229 milioni di euro, per effetto dei maggiori ammortamenti negli Stati Uniti (+116 milioni di euro) prevalentemente a seguito della suddetta variazione di perimetro e dell'entrata in esercizio degli impianti di Rattlesnake, Hilltopper e Diamond Vista, della svalutazione delle attività riferite a taluni progetti eolici non più realizzabili e all'adeguamento al fair value di progetti idroelettrici classificati HFS (36 milioni di euro), e della rilevazione lo scorso anno del reversal di impairment della CGU Hellas (117 milioni di euro).

Investimenti [1]

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	240	252 [3]	(12)	-4,8%
Iberia	765	246	519	-
America Latina	1.055 [2]	654	401	61,3%
Nord America	1.744	1.322 [4]	422	31,9%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	189	139	50	36,0%
Africa, Asia e Oceania	274	142	132	93,0%
Altro	26	29	(3)	-10,3%
Totale	**4.293**	**2.784**	**1.509**	**54,2%**

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati di dicembre 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.
(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** registrano un incremento di 1.509 milioni di euro, rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- maggiori investimenti in Iberia per 519 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (364 milioni di euro) e fotovoltaici (153 milioni di euro);
- un incremento negli investimenti in Nord America per 422 milioni di euro, riferiti principalmente a maggiori impianti solari negli Stati Uniti e in Messico, rispettivamente per 237 milioni di euro e 74 milioni di euro, e a maggiori investimenti in impianti eolici (112 milioni di euro) conseguenti a un forte incremento in Messico (224 milioni di euro), in parte compensato da minori investimenti negli Stati Uniti (198 milioni di euro);
- maggiori investimenti in America Latina pari a 401 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (274 milioni di euro) e fotovoltaici (170 milioni di euro), in parte compensati da minori investimenti in impianti idroelettrici (90 milioni di euro); i maggiori investimenti sono concentrati in Brasile;
- maggiori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 132 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (82 milioni di euro), riferiti a un incremento in Sudafrica (101 milioni di euro), in parte compensato da minori investimenti in India (19 milioni di euro), e in impianti solari (50 milioni di euro) prevalentemente in Australia (38 milioni di euro);
- maggiori investimenti in Europa e Affari Euro-Mediterranei per 50 milioni di euro, principalmente in impianti eolici in Russia e Grecia.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Infrastrutture e Reti

504 TWh
Energia trasportata
sulla rete di distribuzione Enel
484 TWh nel 2018

€ 8.278 mln
Margine operativo lordo
€ 7.539 mln nel 2018

€ 3.905 mln
Investimenti
39% sul totale investimenti del Gruppo

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

	2019	2018	2019-2018	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (1)	**504.027**	**484.377**	**19.650**	**4,1%**
- di cui Italia	224.587	*226.460*	*(1.873)*	*-0,8%*
- di cui Iberia	126.454	*124.865*	*1.589*	*1,3%*
- di cui America Latina	137.295	*117.412*	*19.883*	*16,9%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	15.691	*15.640*	*51*	*0,3%*
Utenti finali (n.)	**73.258.840**	**72.945.664**	**313.176**	**0.4%**
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	**44.668.538**	**43.770.085**	**898.453**	**2,1%**

(1) Il dato del 2018 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'incremento dell'energia trasportata sulla rete è da ricondurre principalmente:

- all'America Latina (+16,9%) a seguito dell'acquisizione, in data 7 giugno 2018, di Enel Distribuição São Paulo, società di distribuzione elettrica brasiliana;
- alla Romania (+0,3%) dove l'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati sui clienti business (+21,4 GWh), parzialmente compensato da una riduzione sui clienti residenziali (-21,1 GWh);
- all'Italia (-0,8%) dove l'energia distribuita ai clienti finali attraverso le reti è stata pari a 224,58 TWh, in lieve diminuzione rispetto al valore dell'anno precedente, pari a 226,46 TWh. Tale diminuzione riflette la diminuzione della domanda di energia elettrica dei clienti in media tensione (-1,2 TWh) e dei clienti in alta tensione (-1 TWh). Stabile la domanda di energia elettrica dei clienti in bassa tensione;
- all'Iberia (+1,3%) dove l'incremento è dovuto essenzialmente all'aumento dell'energia trasportata da Edistribución Redes Digitales SL.

Frequenza media di interruzioni per cliente

SAIFI (n. medio)	2019	2018	2019-2018	
Italia	*1,9*	*1,8*	*0,1*	*5,6%*
Iberia	*1,4*	*1,6*	*(0,2)*	*-12,5%*
Argentina	*6,0*	*6,7*	*(0,7)*	*-10,4%*
Brasile	*5,8*	*6,2*	*(0,4)*	*-6,5%*
Cile	*1,6*	*1,5*	*0,1*	*6,7%*
Colombia	*6,8*	*9,0*	*(2,2)*	*-24,4%*
Perù	*2,8*	*2,8*	-	-
Romania	*4,1*	*3,8*	*0,3*	*7,9%*

Durata media di interruzioni per cliente

SAIDI (minuti medi)	2019	2018	2019-2018	
Italia	*48,5*	*47,2*	*1,3*	*2,8%*
Iberia	*75,8*	*79,5*	*(3,7)*	*-4,7%*
Argentina	*1.214,1*	*1.485,4*	*(271,3)*	*-18,3%*
Brasile	*728,8*	*716,8*	*12,0*	*1,7%*
Cile	*184,1*	*178,0*	*6,1*	*3,4%*
Colombia	*666,6*	*710,0*	*(43,4)*	*-6,1%*
Perù	*418,9*	*436,0*	*(17,1)*	*-3,9%*
Romania	*169,6*	*173,8*	*(4,2)*	*-2,4%*

Come evidenziato in tabella le interruzioni del servizio più significative si registrano in Argentina, in particolare per guasti ai sistemi di trasmissione di alta tensione non gestiti dal Gruppo.

	2019	2018	2019-2018	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,7*	*4,7*	-	-
Iberia	*7,5*	*7,5*	-	-
Argentina	*15,5*	*14,9*	*0,6*	*4,0%*
Brasile	*12,8*	*12,4*	*0,4*	*3,2%*
Cile	*5,0*	*5,0*	-	-
Colombia	*7,7*	*7,7*	-	-
Perù	*8,2*	*7,9*	*0,3*	*3,8%*
Romania	*9,7*	*9,8*	*(0,1)*	*-1,0%*

Risultati economici

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	21.789	19.968	1.821	9,1%
Margine operativo lordo	8.278	7.539	739	9,8%
Risultato operativo	5.277	4.787	490	10,2%
Investimenti	3.905	3.830	75	2,0%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	7.647	7.672	(25)	-0,3%
Iberia	2.724	2.671	53	2,0%
America Latina	11.033	9.275	1.758	19,0%
- di cui Argentina	*1.166*	*1.033*	*133*	*12,9%*
- di cui Brasile	*6.946*	*5.629*	*1.317*	*23,4%*
- di cui Cile	*1.467*	*1.348*	*119*	*8,8%*
- di cui Colombia	*641*	*533*	*108*	*20,3%*
- di cui Perù	*813*	*732*	*81*	*11,1%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	386	385	1	0,3%
Altro	60	43	17	39,5%
Elisioni e rettifiche	(61)	(78)	17	21,8%
Totale	**21.789**	**19.968**	**1.821**	**9,1%**

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	3.906	3.679	227	6,2%
Iberia	2.025	1.965	60	3,1%
America Latina	2.259	1.763	496	28,1%
- di cui Argentina	*271*	*173*	*98*	*56,6%*
- di cui Brasile	*1.144*	*815*	*329*	*40,4%*
- di cui Cile	*222*	*228*	*(6)*	*-2,6%*
- di cui Colombia	*399*	*364*	*35*	*9,6%*
- di cui Perù	*223*	*183*	*40*	*21,9%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	107	152	(45)	-29,6%
Altro	(19)	(20)	1	5,0%
Totale	**8.278**	**7.539**	**739**	**9,8%**

Il **margine operativo lordo** aumenta a seguito di:

- un incremento del margine in America Latina per 496 milioni di euro, pur in presenza di un andamento sfavorevole dei tassi di cambio per 133 milioni di euro, che risente principalmente:
  - in Brasile, del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo (313 milioni di euro);
  - in Argentina, dell'accordo di Edesur con il Governo che sana pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 per 209 milioni di euro. Tale incremento è parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi delle vendite a seguito della minore quantità trasportata;
- un maggior margine operativo lordo realizzato in Italia a seguito sia della riduzione dei costi per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica – determinata sia dalla diminuzione dei prezzi di acquisto sia dai minori volumi acquistati (191 milioni di euro) – sia della riduzione dei costi del personale derivante essenzialmente dagli utili attuariali in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (31 milioni di euro). Si segnala, inoltre, che nel corso del 2019 e-distribuzione ha rilevato un ulteriore indennizzo di 50 milioni di euro legato alla cessione a F2i di Enel Rete Gas dopo che nel corso del 2018 si era già rilevato un indennizzo di 128 milioni di euro;
- un incremento del margine in Iberia dovuto principalmente all'aumento dei ricavi per energia trasportata (56 milioni di euro) e alla plusvalenza derivante dalla cessione del diritto d'uso della fibra ottica (24 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati da minori ricavi per prestazioni di servizi a clienti finali terzi;
- un decremento del margine operativo lordo in Europa e Affari Euro-Mediterranei dovuto a un aumento dei costi in Romania principalmente per personale (12 milioni di euro), servizi (12 milioni di euro) e acquisti energia (16 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	2.647	2.508	139	5,5%
Iberia	1.288	1.220	68	5,6%
America Latina	1.349	1.025	324	31,6%
- di cui Argentina	*240*	*98*	*142*	-
- di cui Brasile	*487*	*362*	*125*	*34,5%*
- di cui Cile	*173*	*178*	*(5)*	*-2,8%*
- di cui Colombia	*292*	*261*	*31*	*11,9%*
- di cui Perù	*157*	*126*	*31*	*24,6%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	13	54	(41)	-75,9%
Altro	(20)	(20)	-	-
Totale	**5.277**	**4.787**	**490**	**10,2%**

La variazione positiva del **risultato operativo** del 2019 è dovuta all'incremento del margine operativo lordo, solo parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti e impairment per 249 milioni di euro. In particolare, l'incremento degli ammortamenti e impairment si riferisce prevalentemente:

- ai maggiori ammortamenti e impairment in America Latina per 172 milioni di euro che dipendono essenzialmente dalla variazione di perimetro connessa al consolidamento di Enel Distribuição São Paulo e dalla rilevazione in Brasile della svalutazione del fondo Funac, per 96 milioni di euro, resasi necessaria dopo il provvedimento di revoca, da parte dello Stato di Goiás, dell'obbligo di adempiere alle responsabilità derivanti dal contenzioso amministrativo e giudiziario, anche se non registrate, di Enel Distribuição Goiás;
- ai maggiori ammortamenti e impairment in Italia per 88 milioni di euro derivanti dai maggiori investimenti effettuati e dall'applicazione dell'IFRS 16 (38 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.753	1.685	68	4,0%
Iberia	647	668	(21)	-3,1%
America Latina	1.335	1.315	20	1,5%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	169	159	10	6,3%
Altro	1	3	(2)	-66,7%
Totale	**3.905**	**3.830**	**75**	**2,0%**

Gli **investimenti** registrano un incremento da ricondursi prevalentemente:

- in Italia, agli investimenti effettuati sugli impianti a bassa tensione;
- in Iberia, alla riduzione degli investimenti sulla rete di distribuzione e sulle applicazioni software, parzialmente compensata da un incremento degli investimenti su sub-stazioni, trasformatori e sostituzione degli apparati di misurazione;
- in America Latina, all'Argentina al fine di migliorare la qualità del servizio fornito agli utenti con opere volte a rafforzare le reti ad alta, media e bassa tensione.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Mercati finali

302 TWh
Energia elettrica venduta
295 TWh nel 2018

€ 3.287 mln
Margine operativo lordo
€ 3.079 mln nel 2018

N. 69,9 mln
Clienti retail di cui
22,8 mln mercato libero

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2019	2018	2019-2018	
Mercato libero	152.588	152.619	(31)	-
Mercato regolato	149.088	142.813	6.275	4,4%
Totale	**301.676**	**295.432**	**6.244**	**2,1%**
- di cui Italia	*97.539*	*104.318*	*(6.779)*	*-6,5%*
- di cui Iberia	*89.441*	*89.639*	*(198)*	*-0,2%*
- di cui America Latina	*104.962*	*91.075*	*13.887*	*15,2%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*9.734*	*10.400*	*(666)*	*-6,4%*

L'andamento positivo dell'energia venduta nel 2019 riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute in America Latina, principalmente in Brasile a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo. Tale variazione viene compensata solo parzialmente dalla riduzione di energia elettrica venduta in Italia, per effetto delle minori vendite sul mercato regolato dovute al passaggio di 1,8 milioni di clienti al mercato libero.

Tale fenomeno viene considerato causa della diminuzione delle quantità vendute anche in Romania. In Spagna la variazione è da riferirsi sostanzialmente alla riduzione dei consumi.

Il numero totale di clienti retail del Gruppo ammonta a 69.914.992, di cui 22.780.590 relativi al mercato libero, mentre al 31 dicembre 2018 ammontavano a 71.117.743, di cui 21.478.721 afferenti al mercato libero.

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3

	2019	2018	2019-2018	
Business to consumer	3.698	3.704	(6)	-0,2%
Business to business	6.802	7.474	(672)	-9,0%
Totale	**10.500**	**11.178**	**(678)**	**-6,1%**
- di cui Italia	*4.736*	*4.761*	*(25)*	*-0,5%*
- di cui Iberia	*5.750*	*6.409*	*(659)*	*-10,3%*
- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	*14*	*8*	*6*	*75,0%*

La riduzione della vendita di gas naturale è riconducibile soprattutto ai minori consumi registrati in Spagna.

Risultati economici

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	32.544	33.771	(1.227)	-3,6%
Margine operativo lordo	3.287	3.079	208	6,8%
Risultato operativo	2.163	1.958	205	10,5%
Investimenti	449	374	75	20,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	16.042	16.367	(325)	-2,0%
Iberia	13.867	14.920	(1.053)	-7,1%
America Latina	1.504	1.443	61	4,2%
- di cui Argentina	*30*	*6*	*24*	*-*
- di cui Brasile	*398*	*299*	*99*	*33,1%*
- di cui Cile	*268*	*255*	*13*	*5,1%*
- di cui Colombia	*769*	*848*	*(79)*	*-9,3%*
- di cui Perù	*39*	*35*	*4*	*11,4%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	1.131	1.040	91	8,8%
Elisioni e rettifiche	-	1	(1)	-
Totale	**32.544**	**33.771**	**(1.227)**	**-3,6%**

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	2.314	2.233	81	3,6%
Iberia	715	676	39	5,8%
America Latina	243	158	85	53,8%
- di cui Argentina	*2*	*(16)*	*18*	*-*
- di cui Brasile	*149*	*100*	*49*	*49,0%*
- di cui Cile	*17*	*19*	*(2)*	*-10,5%*
- di cui Colombia	*60*	*42*	*18*	*42,9%*
- di cui Perù	*15*	*13*	*2*	*15,4%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	15	12	3	25,0%
Totale	**3.287**	**3.079**	**208**	**6,8%**

L'incremento del **margine operativo lordo** è riconducibile prevalentemente a:

> un aumento del margine in America Latina per:
  – l'ingresso nel perimetro di consolidamento di Enel Distribuição São Paulo, consolidata a partire da giugno dello scorso anno (51 milioni di euro);
  – i maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo transattivo di Edesur con il Governo per una sanatoria di pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016 (24 milioni di euro);
> un miglior margine, in Italia, sul mercato libero per 108 milioni di euro, solo parzialmente compensato dalla riduzione riscontrata sul mercato regolato per 27 milioni di euro;
> una minore incidenza dei costi in Iberia.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.609	1.379	230	16,7%
Iberia	491	494	(3)	-0,6%
America Latina	77	87	(10)	-11,5%
- di cui Argentina	*(35)*	*(16)*	*(19)*	-
- di cui Brasile	*44*	*52*	*(8)*	*-15,4%*
- di cui Cile	*6*	*16*	*(10)*	*-62,5%*
- di cui Colombia	*52*	*29*	*23*	*79,3%*
- di cui Perù	*10*	*6*	*4*	*66,7%*
Europa e Affari Euro-Mediterranei	(14)	(2)	(12)	-
Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
Totale	**2.163**	**1.958**	**205**	**10,5%**

Il **risultato operativo** del 2019, inclusivo di 1.124 milioni di euro di ammortamenti e impairment, aumenta per effetto soprattutto del miglior risultato registrato in Italia principalmente da Enel Energia a seguito del già citato miglioramento del margine e dei più bassi ammortamenti e impairment per 149 milioni di euro, essenzialmente per il minor accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Tale andamento positivo risente del risultato negativo registrato negli altri Paesi. In particolare, in Romania il risultato negativo pari a 14 milioni di euro risente delle maggiori svalutazioni di crediti commerciali rispetto al 2018.

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	324	248	76	30,6%
Iberia	110	107	3	2,8%
America Latina	-	1	(1)	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	15	18	(3)	-16,7%
Totale	**449**	**374**	**75**	**20,1%**

La variazione degli **investimenti** è principalmente riconducibile ai maggiori investimenti in Italia, in particolare riferiti a Enel Energia. Tale aumento è legato alla capitalizzazione dei costi afferenti all'acquisizione di contratti con la nuova clientela.

Relazione finanziaria annuale consolidata 2019

enel

Enel X

6,3 GW
Demand Response
6,2 GW nel 2018

79.565
Punti di ricarica
48.967 nel 2018

2.424
Punti luce
2.467 nel 2018

€ 158 mln
Margine operativo lordo
€ 124 mln nel 2018

+47,5%
Investimenti rispetto al 2018
per un **totale di € 270 mln**

Dati operativi

	2019	2018	2019-2018	
Demand Response (MW)	6.297	6.215	82	1,3%
Punti luce (n.)	2.424	2.467	(43)	-1,7%
Storage (MW) [1]	12	3	9	-
Punti di ricarica (n.)	79.565	48.967	30.598	62,5%

(1) Dati che non includono lo storage relativo ad altri settori.

Si evidenzia come il Gruppo nel corso del 2019 abbia ulteriormente sviluppato infrastrutture di ricarica per l'auto elettrica, soprattutto in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	1.130	1.006	124	12,3%
Margine operativo lordo	158	124	34	27,4%
Risultato operativo	(98)	19	(117)	-
Investimenti	270	183	87	47,5%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	282	247	35	14,2%
Iberia	261	247	14	5,7%
America Latina	186	161	25	15,5%
- di cui Argentina	*4*	*-*	*4*	*-*
- di cui Brasile	*17*	*15*	*2*	*13,3%*
- di cui Cile	*81*	*70*	*11*	*15,7%*
- di cui Colombia	*77*	*70*	*7*	*10,0%*
- di cui Perù	*7*	*6*	*1*	*16,7%*
Nord America	328	338	(10)	-3,0%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	35	7	28	-
Africa, Asia e Oceania	52	-	52	-
Altro	66	50	16	32,0%
Elisioni e rettifiche	(80)	(44)	(36)	-81,8%
Totale	**1.130**	**1.006**	**124**	**12,3%**

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	13	31	(18)	-58,1%
Iberia	38	51	(13)	-25,5%
America Latina	64	56	8	14,3%
- di cui Brasile	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*
- di cui Cile	*26*	*19*	*7*	*36,8%*
- di cui Colombia	*38*	*37*	*1*	*2,7%*
- di cui Perù	*1*	*-*	*1*	*-*
Nord America	80	3	77	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	-	3	(3)	-
Africa, Asia e Oceania	(1)	(4)	3	75,0%
Altro	(36)	(16)	(20)	-
Totale	**158**	**124**	**34**	**27,4%**

La variazione positiva del **margine operativo lordo** viene registrata principalmente nel Nord America per effetto dell'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks (98 milioni di euro) a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali. Tale impatto è solo in parte compensato dai maggiori costi operativi legati alla crescita strutturale in Italia, Spagna e America Latina.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	(45)	(9)	(36)	-
Iberia	(13)	37	(50)	-
America Latina	58	54	4	7,4%
- di cui Brasile	*(4)*	*(1)*	*(3)*	-
- di cui Cile	*24*	*19*	*5*	*26,3%*
- di cui Colombia	*37*	*36*	*1*	*2,8%*
- di cui Perù	*1*	-	*1*	-
Nord America	(50)	(31)	(19)	-61,3%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	(3)	2	(5)	-
Africa, Asia e Oceania	(5)	(8)	3	37,5%
Altro	(40)	(26)	(14)	-53,8%
Totale	**(98)**	**19**	**(117)**	**-**

Il **risultato operativo** del 2019, nonostante il miglioramento del margine operativo lordo, evidenzia un decremento dovuto essenzialmente ai maggiori ammortamenti e impairment per complessivi 151 milioni di euro. Tale importo fa riferimento principalmente alla svalutazione di immobilizzazioni immateriali (83 milioni di euro) relative a tecnologie superate e non più in uso.

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	52	54	(2)	-3,7%
Iberia	64	39	25	64,1%
America Latina	40	29	11	37,9%
Nord America	61	38	23	60,5%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	4	3	1	33,3%
Africa, Asia e Oceania	1	-	1	-
Altro	48	20	28	-
Totale	**270**	**183**	**87**	**47,5%**

Gli **investimenti** si incrementano in Spagna, Stati Uniti e Italia prevalentemente per l'acquisto di nuove licenze software a supporto delle nuove iniziative di business (Demand Response, sistemi di recharging, e-mobility, illuminazione pubblica).

enel
Relazione finanziaria annuale consolidata 2019
enel

Servizi e Altro

Risultati economici

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	2.229	2.140	89	4,2%
Margine operativo lordo	(18)	(116)	98	84,5%
Risultato operativo	(246)	(251)	5	2,0%
Investimenti	179	142	37	26,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2019 suddivisi per Regione/Paese.

Ricavi

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.359	1.389	(30)	-2,2%
Iberia	597	514	83	16,1%
America Latina	27	35	(8)	-22,9%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	28	22	6	27,3%
Altro	291	231	60	26,0%
Elisioni e rettifiche	(73)	(51)	(22)	-43,1%
Totale	**2.229**	**2.140**	**89**	**4,2%**

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2019	2018	2019-2018	
Italia	169	119	50	42,0%
Iberia	66	80	(14)	-17,5%
America Latina	(123)	(104)	(19)	-18,3%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	5	1	4	-
Altro	(135)	(212)	77	36,3%
Totale	**(18)**	**(116)**	**98**	**-84,5%**

L'incremento del **margine operativo lordo** del 2019 è riferibile:

- all'aumento del margine in Italia per 50 milioni di euro principalmente grazie ai minori costi per canoni di godimento beni di terzi per l'applicazione dell'IFRS 16, che ha comportato la capitalizzazione dei diritti d'uso tra le attività materiali in leasing;
- all'aumento del margine in "Altro" per maggiori servizi prestati dalla Holding ad altre Linee di Business del Gruppo e alla minore incidenza dei costi per il riversamento del fondo relativo alla chiusura di un arbitrato di Enel SpA in Romania (13 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	17	39	(22)	-56,4%
Iberia	19	39	(20)	-51,3%
America Latina	(122)	(105)	(17)	-16,2%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	3	-	3	-
Altro	(163)	(224)	61	27,2%
Totale	**(246)**	**(251)**	**5**	**2,0%**

Il **risultato operativo** del 2019 registra un incremento di 5 milioni di euro, tenuto conto dei maggiori ammortamenti e impairment per 93 milioni di euro, da riferire principalmente agli ammortamenti delle attività consistenti nel diritto d'uso a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16.

Investimenti

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Italia	78	68	10	14,7%
Iberia	46	28	18	64,3%
America Latina	9	9	-	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	1	1	-	-
Altro	45	36	9	25,0%
Totale	**179**	**142**	**37**	**26,1%**

L'incremento degli **investimenti** del 2019 è da attribuire ai maggiori investimenti in Italia e Spagna.

Fatti di rilievo del 2019

Emissione di un nuovo Green Bond in Europa per 1 miliardo di euro

In data 14 gennaio 2019 Enel Finance International NV ha collocato sul mercato europeo il suo terzo Green Bond. L'emissione ammonta a complessivi 1.000 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza, in data 21 luglio 2025.

Funac

Con la legge n. 20.416 del 5 febbraio 2019 lo Stato di Goiás aveva ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività del fondo Funac, nonché del sistema di beneficio fiscale che permetteva a Celg Distribuição SA - Celg-D (oggi Enel Distribuição Goiás) di compensare l'ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (IVA) con un credito fiscale a fronte di investimenti di Celg-D per lo sviluppo e la manutenzione della propria rete. Il 25 febbraio 2019, Celg-D ha impugnato la legge n. 20416 del 5 febbraio 2019 in via cautelare ("writ of mandamus") dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás, che ha respinto tale ricorso 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. 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 26 aprile 2019 è stata promulgata la legge n. 20.468 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 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, confermando la revoca del beneficio fiscale dell'ICMS (IVA). Il 26 settembre 2019 Celg-D ha presentato ricorso 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.

Modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135 ("Decreto Legge Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di modifiche riguardanti i criteri di riassegnazione, di proroga delle concessioni e di eventuali indennizzi ai concessionari uscenti. Si tratta di norme che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle regioni e delle autorità competenti.

Cessione del 100% di Mercure Srl

In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l'operazione di cessione del 100% di Mercure Srl, con la quale è stato incassato un corrispettivo provvisorio pari a 162 milioni di euro, successivamente rettificato a 168 milioni, corrispondente alla valorizzazione del ramo alla data di riferimento del 1° gennaio 2018.

Acquisizione di 650 MW di capacità rinnovabile dalla sua JV nordamericana EGPNA REP

In data 14 marzo 2019 Enel Green Power North America Inc. ha perfezionato l'acquisizione del 100% di sette impianti nel settore delle rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC, joint venture partecipata al 50%. Il corrispettivo pagato per l'operazione è pari a 256 milioni di dollari statunitensi, a fronte di un enterprise value di 900 milioni di dollari statunitensi.

Acquisizione di Tradewind, società di sviluppo rinnovabile statunitense

In data 26 marzo 2019 Enel Green Power ha acquisito Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili, che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti. L'accordo inoltre includeva la cessione al Gruppo Green Investment di Savion, società controllata da Tradewind.

Variazione di capitale di Enel Américas

Ad aprile 2019 Enel SpA ha incrementato la propria partecipazione al capitale della controllata cilena Enel Américas al 56,8% dal 51,8%, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate con un istituto finanziario nell'ottobre 2018 per acquisire fino a un massimo del 5% del capitale di Enel Américas.

Il 28 giugno 2019 Enel SpA ha stipulato due contratti di share swap con un istituto finanziario per aumentare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Américas SA per un massimo del 5% del capitale dall'attuale 56,8%.

Il 3 settembre 2019 Enel SpA ha concluso con successo l'aumento di capitale della controllata cilena Enel Américas SA per un ammontare complessivo pari a 3 miliardi di dollari statunitensi. Enel ha aumentato la propria partecipazione al capitale di Enel Américas al 57,26% dal precedente 56,8%.

Al 31 dicembre 2019 Enel ha raggiunto una partecipazione nel capitale di Enel Américas pari al 59,97%.

Enel rifinanzia obbligazioni ibride

Il 15 maggio 2019 Enel ha lanciato sul mercato europeo un'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido denominato in euro, avente una durata di circa sei anni, per un ammontare complessivo pari a 300 milioni di euro.

Impatto positivo per il Gruppo Enel per la risoluzione di pendenze regolatorie in Argentina

Il 17 maggio 2019 Edesur ha sottoscritto con le autorità argentine degli accordi che hanno permesso di risolvere pendenze regolatorie pregresse reciproche, consentendo al Gruppo Enel di operare in un contesto stabile e pienamente definito, che comporta un beneficio rilevante a livello di EBITDA.

Vendita di 540 MW di capacità rinnovabile in Brasile

Il 31 maggio Enel Green Power Brasil Participações Ltda ha concluso la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio, per una capacità complessiva di 540 MW, alla società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited per 2,9 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 660 milioni di euro.

Interruzione progressiva della produzione delle centrali a carbone in Cile

Il 4 giugno 2019 Enel Generación Chile e GasAtacama Chile, società del Gruppo Enel Chile, hanno firmato un accordo con il Ministero dell'Energia volto all'interruzione progressiva della produzione delle centrali a carbone Tarapacá, Bocamina I e Bocamina II.

Lancio del primo "General Purpose SDG linked bond" al mondo

Il 6 settembre 2019 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria "sostenibile" single-tranche destinata a investitori istituzionali americani per un totale di 1,5 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 1,4 miliardi di euro.

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", il 1° agosto 2018 la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale che ha comportato il venir meno della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito della somma (circa 523 milioni di euro) a Enel Produzione. 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. In data 10 ottobre 2018 è stata depositata la "Relazione Tecnica definitiva". Il 6 dicembre 2018 il GIP presso il Tribunale di Lecce, su richiesta della Procura, aveva disposto per il 22 gennaio 2019 la fissazione dell'udienza per l'esame dei periti sulla consulenza depositata. Il GIP ha poi rinviato l'udienza al 15 aprile 2019. All'esito di detta udienza, i periti nominati hanno nuovamente ribadito la correttezza della qualificazione e la non pericolosità delle ceneri prodotte dalla centrale termoelettrica e la possibilità del loro impiego nella produzione del cemento.
Con avviso notificato in data 7 giugno 2019 la Procura di Lecce ha comunicato la conclusione delle indagini preliminari (ai sensi dell'art. 415 *bis* c.p.p.) relativamente al procedimento penale in oggetto. Il 1° luglio 2019 è stata depositata, da parte di tutte le difese congiuntamente, la memoria ai sensi dell'art. 415 *bis* c.p.p., in cui è stata formulata richiesta di archiviazione quanto alle posizioni degli imputati e della società, a fronte delle chiare conclusioni della perizia, ampiamente confermative della correttezza del processo di gestione delle ceneri adottato presso la centrale di Brindisi.
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 è stata rinviata all'8 aprile 2020.

Interruzione della produzione delle centrali a carbone nella penisola iberica

Il 27 settembre 2019 Endesa SA ha disposto di promuovere l'interruzione della produzione delle centrali a carbone di cui Endesa è titolare nella penisola iberica e di valutare opzioni future per i relativi siti, nel rispetto delle procedure previste dalla normativa vigente.

Cessione della centrale a carbone di Reftinskaya GRES in Russia

Il 1° ottobre 2019 Enel Russia ha annunciato il trasferimento della proprietà della centrale a carbone Reftinskaya GRES a JSC Kuzbassenergo, società controllata da Siberian Generating Company.

Collocamento del primo "General Purpose SDG Linked Bond" sul mercato europeo

Il 10 ottobre 2019 Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria "sostenibile" multi-tranche per un totale di 2,5 miliardi di euro destinata a investitori istituzionali, legata al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Si tratta del primo "General Purpose SDG Linked Bond" lanciato dal Gruppo Enel sul mercato europeo.

Accordo per l'acquisizione del 55% di PayTipper

Il 14 novembre 2019 Enel X ha concluso un accordo per acquisire una partecipazione pari al 55% del capitale di PayTipper, un istituto di pagamento convenzionato con una diffusa rete di punti vendita.

Aumento della propria partecipazione in Enel Chile per un massimo del 3%

Il 5 dicembre 2019 Enel SpA ha stipulato due contratti di share swap con un istituto finanziario per aumentare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Chile SA per un massimo del 3% del capitale dall'attuale 61,9%.

Rimborso anticipato sull'obbligazione ibrida

Il 5 dicembre 2019 Enel SpA ha esercitato l'opzione di rimborso anticipato dell'obbligazione ibrida emessa e quotata il 15 gennaio 2014 sul mercato regolamentato della Borsa d'Irlanda, di importo nominale pari a 1.000 milioni di euro, secondo i termini e le condizioni previsti dal prospetto informativo del 10 gennaio 2014.

Relazioni industriali Endesa

Dopo una serie di riunioni della Comisión Negociadora del *V Convenio Colectivo de Endesa* (Comisión Negociadora) iniziate a ottobre 2017 e susseguitesi per tutto il 2018, considerata l'impossibilità di raggiungere un accordo, Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro rappresentanze sindacali che, con effetto dal 1° gennaio 2019, il IV Contratto Collettivo deve considerarsi risolto alla stregua dei cosiddetti "contratto quadro di garanzia" e "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 generale sul lavoro, nonché dei criteri giurisprudenziali stabiliti in materia.

A dicembre 2019 il sindacato maggiormente rappresentativo in Endesa ha deciso di rinunciare all'azione pendente dinanzi alla Corte Suprema per partecipare volontariamente a un arbitrato presso il Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje (SIMA) volto alla risoluzione dei principali aspetti relativi al *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*.

Pertanto, il procedimento dinanzi alla Corte Suprema prosegue a istanza dei tre sindacati minoritari che avevano dato ini-

zialmente 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.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans"

Il pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans", proposto dalla Commissione Europea nel 2016, ha posto le basi necessarie per una maggiore integrazione e regionalizzazione dei mercati dell'energia, del bilanciamento, della flessibilità e della capacità. A seguito dell'accordo inter-istituzionale raggiunto durante il 2018, sono stati pubblicati in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (GU), il 14 giugno 2019, gli ultimi dossier legislativi necessari alla chiusura del pacchetto legislativo: Regolamento Elettricità (2019/943), Regolamento ACER (2019/942), Regolamento Preparazione al Rischio (2019/941) e Direttiva Elettricità (2019/944). I dossier sono entrati in vigore il 4 luglio 2019 e nel caso dei regolamenti questi risultano immediatamente applicabili mentre nel caso della direttiva questa dovrà passare attraverso il processo di trasposizione nei vari Paesi UE fino al 31 dicembre 2020.
Le nuove normative favoriscono l'integrazione delle diverse tecnologie e la partecipazione di diverse tipologie di operatori nei mercati; aprono altresì al possibile sviluppo di meccanismi per fornire segnali a lungo termine agli investimenti per la decarbonizzazione (per es., aste, PPA) e l'adeguatezza del sistema elettrico (mercato della capacità).

Pacchetto legislativo "Mobilità pulita"

Il pacchetto legislativo "Mobilità pulita", proposto dalla Commissione Europea in tre distinti pacchetti tra 2017 e 2018, contiene una serie di proposte legislative e altre iniziative volte a rendere il traffico più sicuro, a ridurre le emissioni di CO_2 e l'inquinamento atmosferico, a supportare lo sviluppo dei veicoli a zero e basse emissioni e la creazione di una filiera per la produzione di batterie europee. Durante il 2019, a seguito dell'accordo inter-istituzionale raggiunto durante il 2018, sono stati pubblicati in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (GU) gli ultimi dossier legislativi necessari alla chiusura del pacchetto legislativo. Il regolamento (UE) 2019/631 sugli standard di emissione di CO_2 per le nuove autovetture e veicoli leggeri al 2025 e al 2030 è stato pubblicato in GU il 25 aprile 2019 ed è entrato in vigore il 15 maggio 2019. Il regolamento (UE) 2019/1242 regolamento sugli standard di emissione di CO_2 per i veicoli pesanti al 2025 e al 2030 è stato pubblicato in GU il 25 luglio 2019 ed è entrato in vigore il 14 agosto 2019. Infine, la direttiva (UE) 2019/1161 per la promozione dei veicoli è stata pubblicata in GU il 12 luglio 2019 ed è entrata in vigore il 1° agosto 2019. Mentre i regolamenti sono direttamente applicabili a valle della pubblicazione del testo nella GU, la direttiva dovrà essere recepita attraverso specifici atti legislativi negli Stati membri entro due anni dall'entrata in vigore.

Finanza sostenibile

A dicembre 2019 il Parlamento Europeo e il Consiglio dell'Unione Europea hanno raggiunto l'accordo sulla proposta di regolamento relativo a un sistema di classificazione per le attività economiche sostenibili (Tassonomia), con l'obiettivo di potenziare gli investimenti privati e pubblici per finanziare la transizione verso un'economia climaticamente neutra e verde. La formale approvazione del regolamento è prevista per il primo trimestre 2020.
Sempre nel mese di dicembre 2019 è stato formalmente approvato il regolamento che riguarda gli indici di riferimento di basse emissioni di carbonio e gli indici di riferimento di impatto positivo in termini di carbonio (che modifica il precedente regolamento (UE) 2016/1011).
Si ricorda che i due regolamenti sopra citati fanno parte di un pacchetto sulla finanza sostenibile, che include anche una proposta di regolamento sull'informativa in materia di investimenti sostenibili e rischi per la sostenibilità recante modifica della direttiva (UE) 2016/2341 (IORPs) e la definizione di uno standard europeo di Green Bond, per aumentare la trasparenza e la comparabilità di questo mercato, a supporto della finanza sostenibile.

Comunicazione "European Green Deal"

L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato "European Green Deal" (EGD). La comunicazione contiene una serie di iniziative volte a consentire ai cittadini e alle imprese europee di beneficiare di una transizione verde e sostenibile ed è parte integrante della strategia della Commissione Europea per attuare l'agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile. Lo European Green Deal include iniziative su clima, ambiente, strategia industriale, finanza verde, finanziamenti, sostenibilità e società e proposte legislative che verranno presentate lungo il 2020 e 2021.

- La Commissione presenterà la prima proposta di una legge europea sul clima a marzo 2020, volta a riflettere una maggiore ambizione climatica e che sancisca l'obiettivo europeo di neutralità climatica del 2050.
- È inoltre prevista una valutazione delle misure necessarie per effettuare un ulteriore taglio delle emissioni di gas a effetto serra per portare il target di riduzione fissato al 2030 a -50-55% (sostituendo l'obiettivo attuale di riduzione del 40%). A tal fine, la Commissione Europea lancerà un processo di revisione dei diversi dossier legislativi al fine di allinearli ai nuovi target climatici: *in primis* l'emission trading system (ETS) e la possibilità di estenderlo a ulteriori settori, la direttiva sulla tassazione energetica e l'introduzione di un "carbon border adjustment mechanism" per specifici settori volto a ridurre il rischio di "carbon leakage" e preservare la competitività dell'industria dell'UE.
- L'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima previsto nel 2023 sarà valutato nell'ottica delle nuove ambizioni climatiche e a sostegno delle energie rinnovabili. Inoltre, verrà lanciato un processo di revisione dei dossier legislativi relativi all'energia e allo sviluppo delle infrastrutture energetiche.
- Durante il 2020 verranno proposte iniziative a supporto dell'eolico offshore e per l'integrazione intelligente dei diversi settori.
- Una nuova strategia industriale volta a raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica e un piano d'azione per l'economia circolare sono previsti nel marzo 2020. Inoltre, verrà ribadito il sostegno a IPCEI, a grandi alleanze e a nuove forme di cooperazione con l'industria e a sostegno degli investimenti nelle catene del valore strategiche.
- Nel 2020 sarà presentata una strategia per la mobilità sostenibile e intelligente volta a rendere i trasporti più efficienti e più puliti. Inoltre, la Commissione proporrà l'eliminazione graduale delle sovvenzioni ai combustibili fossili, l'estensione dell'ETS al settore marittimo, la revisione del TEN-T e del DAFI e una revisione dei regolamenti relativi alle emissioni di inquinanti atmosferici e a quelle di gas a effetto serra per i veicoli a combustione interna.
- Presentazione di una nuova iniziativa volta a favorire la ristrutturazione edilizia con lo scopo di combattere sia i cambiamenti climatici sia la povertà energetica, e possibile estensione del sistema ETS alle emissioni degli edifici.
- Presentazione di un piano d'azione per ridurre l'inquinamento atmosferico, delle acque e del suolo nel 2021, compresa la revisione degli standard di qualità dell'aria e le misure per affrontare l'inquinamento provocato da grandi impianti industriali.
- Proposta di un nuovo piano di investimenti sostenibile che includa un "just transition mechanism" e un "just transition fund" volti ad aiutare le regioni e i settori vulnerabili fortemente dipendenti dai combustibili fossili e mobilizzare i fondi necessari per il raggiungimento degli obiettivi dello European Green Deal.
- Trasformazione della Banca Europea per gli Investimenti (BEI) in una "banca climatica" destinando il 50% di tutti i prestiti erogati a progetti volti al raggiungimento degli obiettivi climatici.
- Riallocazione delle risorse nei programmi di finanziamento dell'UE in modo da destinare almeno il 25% del budget a progetti e attività legate al clima (il 30% del Fondo InvestEU).
- Entro il 2021, revisione degli orientamenti dell'UE in materia di aiuti di Stato, compresi quelli ambientali ed energetici, e supporto a riforme fiscali a livello nazionale volte a sostenere gli investimenti pubblici dei Paesi UE per il raggiungimento degli obiettivi previsti nello European Green Deal.

Disciplina aiuti di Stato

Dopo il lungo processo di revisione delle norme che regolano la disciplina in materia di aiuti di Stato avviato nel 2012, noto come "Modernizzazione degli aiuti di Stato (SAM)", la Commissione Europea ha deciso di prorogare al 2021 la validità di regolamenti, comunicazioni e linee guida in scadenza nel 2020.
Contemporaneamente, la stessa Commissione ha avviato un processo di revisione della disciplina specifica degli aiuti di Stato che si concluderà alla fine del 2021.
Lo scorso luglio si è conclusa la prima fase della consulta-

zione pubblica per aiuti per la tutela ambientale e l'energia (Comunicazione 2014/C 200/01 e Sezione 7 del Regolamento (UE) 651/2014). Le linee guida oggetto della valutazione sono state considerate come efficaci, tuttavia la maggior parte delle risposte evidenzia la necessità di una revisione della disciplina degli aiuti di Stato in linea con gli attuali cambiamenti tecnologici ed economici. Queste iniziative di competenza esclusiva della Commissione Europea si collocano nel quadro più generale dello European Green Deal e dei suoi ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione dell'UE. La Commissione ha più volte definito come essenziale il ruolo degli aiuti di Stato nell'effettivo sviluppo delle politiche per la neutralità climatica al 2050. Gli aiuti di Stato rappresentano lo strumento per mobilitare ulteriori risorse nazionali, a sostegno anche di quelle già dispiegate a livello europeo.

Il quadro regolamentare per area di attività

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Per l'anno 2019 e per l'anno 2020 sono stati ammessi a reintegro dei costi gli impianti essenziali di Assemini e Portoferraio. Per il biennio 2019-2020 sono stati ammessi gli impianti di Brindisi Sud e Sulcis.

L'impianto di Porto Empedocle invece è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025.

Per il 2019 e 2020 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi che prevedono, sulla base della regolazione vigente, l'obbligo di offerta sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) della capacità a fronte di un premio fisso.

Nel corso del 2019 è stata adottata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) una serie di provvedimenti per il riconoscimento dei costi agli impianti essenziali, in particolare:

- conguaglio finale dell'anno di competenza 2016 per gli impianti di Assemini e Portoferraio;
- acconti per l'anno di competenza 2018 per gli impianti di Brindisi Sud, Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio;
- acconti per l'anno di competenza 2019 per gli impianti di Brindisi Sud, Assemini, Porto Empedocle e Sulcis.

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. Il relativo giudizio è pendente dinanzi al TAR Milano. 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.

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).

Tra il 1° gennaio 2021 fino al termine di applicazione di tale meccanismo i prezzi da applicare saranno quelli fissati semestralmente in base all'art. 158 della legge "Eléctrica" e non potranno essere superiori al livello dei PEC sopracitati adeguati per tener conto dell'Indice dei Prezzi al Consumo (inflazione).

Le eventuali differenze tra quanto fatturato applicando il meccanismo di stabilizzazione e la fatturazione teorica, considerando il prezzo che si sarebbe applicato in conformità alle condizioni contrattuali con le varie società di distribuzione di energia elettrica, saranno contabilizzate come crediti per fatture da emettere a favore delle società di generazione di energia elettrica per a 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 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 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.
I meccanismi di incentivazione sopra riportati termineranno al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Al 30 novembre 2019 il costo indicativo cumulato annuo era di circa 5,0 miliardi di euro.

Europa e Affari Euro-Mediterranei

Grecia

Lo scorso dicembre è stata approvata la legge 4643/2019 che recepisce le disposizioni europee in materia di priorità di dispacciamento e liberalizza l'accesso a forme di contrattazione bilaterale di lungo termine per la vendita di energia da fonti rinnovabili.
A dicembre il Ministero dell'Energia ha inviato alla Commissione europea la richiesta di estensione degli attuali meccanismi di remunerazione del servizio di interrompibilità (Security of Supply Transitional Duty - SSTD e Transitory Flexibility Remuneration Mechanism - TFRM). Entrambi i meccanismi sono scaduti alla fine del 2019. L'SSTD, attivo dal 2016, è finanziato da tutti i produttori di energia elettrica, in particolare quelli rinnovabili, in base ai ricavi. Il TFRM è finanziato dai consumatori di energia elettrica.
La Grecia ha approvato un ambizioso piano nazionale per l'energia e il clima, che fissa nuovi obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili pari al 35% del consumo lordo finale di energia e comprende un piano per la graduale chiusura degli impianti a lignite entro il 2023.
Nel corso del 2019 aste competitive hanno assegnato contratti di fornitura di lungo termine a circa 1 TW di capacità eolica e fotovoltaica.

Bulgaria

Con le modifiche alla legge energetica dello scorso maggio è cambiato il regime di incentivazione per gli impianti rinnovabili da 1 a 4 MW. A partire dal 1° gennaio 2019 la commercializzazione dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili avverrà attraverso la piattaforma di scambio (IBEX) e terrà conto del prezzo spot dell'energia.

Africa, Asia e Oceania

Sudafrica

L'evento principale è stato la pubblicazione a ottobre 2019 del nuovo piano di sviluppo elettrico di lungo termine (IRP - Integrated Resource Plan). L'IRP 2019 prevede entro il 2030 il ritiro di 11 GW di capacità a carbone (parallelamente a 1.500 MW di nuovi impianti a carbone). Inoltre, sempre entro il 2030, sono previsti 6 GW di nuovo solare fotovoltaico e 14,4 GW di nuovo eolico.
Sono state pubblicate le Carbon Offset Regulations, che permetteranno agli impianti a fonti rinnovabili che soddisfano determinati requisiti di generare crediti di riduzione delle emissioni e di venderli alle società tenute al pagamento della carbon tax.

Australia

L'evento più importante nello scenario politico è rappresentato dalle elezioni federali di maggio 2019, che hanno visto la riconferma del Partito Liberale conservatore, favorevole a una politica energetica basata sul carbone. L'esito elettorale ha determinato un rallentamento del mercato delle rinnovabili con una flessione significativa in termini di capacità in sviluppo (-60% rispetto agli investimenti registrati nell'anno precedente, fonte BNEF). La situazione di stallo è esacerbata dalla complessità e lentezza dei processi di connessione e permitting.
A tale scenario si aggiunge l'esito incerto di due procedimenti (*Coordination of Generation and Transmission Investment – Post 2025 Market Design for the NEM*), attualmente in corso, che potrebbero portare alla ridefinizione complessiva del National Electricity Market (NEM). Tuttavia le draft decision a oggi elaborate dalle autorità competenti riconfermano alcuni degli schemi ritenuti inefficaci dalla maggior parte degli investitori (per es., gestione delle perdite sulle reti di trasmissione).

India

Il 2019 ha visto la rielezione del Primo Ministro Modi, che continuerà nei prossimi cinque anni la politica di sostegno alle rinnovabili. Nel solo 2019 sono stati installati 12 GW, portando le fonti rinnovabili nel Paese a 86 GW.

Diverse misure regolamentari sono state prese per favorire le rinnovabili, inclusa l'esenzione dai costi di trasmissione per 25 anni per i progetti eolici e solari, o la riduzione della corporate tax dal 34% al 25%.

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 semi-periodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).

Con riferimento al periodo NPR2, il 27 dicembre 2019 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), confermando sostanzialmente il quadro regolatorio preesistente riguardo alla remunerazione del capitale e degli ammortamenti e apportando solo alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei costi operativi.

Con la delibera n. 639/2018/R/com l'ARERA ha fissato il valore del WACC per le attività di distribuzione e misura elettrica, valido per il triennio 2019-2021, pari al 5,9%, in rialzo dello 0,3% rispetto al 5,6% valido per il triennio 2016-2018.

Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, l'ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2018 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017 (delibera n. 76/2019/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2018 (delibera n. 117/2019/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2019 saranno pubblicate nei primi mesi dell'anno 2020.

Riguardo alla qualità del servizio, l'ARERA, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., aveva 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 semi-periodo 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.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con la sentenza n. 2538/2019 pubblicata il 28 novembre 2019, il TAR Lombardia ha rilevato il difetto di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico annullando il decreto interministeriale del 10 maggio 2018, nella parte in cui aveva fissato il cap al contributo tariffario di competenza delle imprese di distribuzione a 250 €/TEE e, conseguentemente, anche le delibere n. 487/2018/R/efr e n. 209/2019/R/efr, con le quali l l'ARERA aveva aggiornato le regole di definizione del contributo tariffario. L'ARERA, di conseguenza, ha avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori, con la delibera n. 529/2019/R/efr.

Codice di Rete

L'ARERA ha emanato la delibera n. 50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) e Gestore dei Servizi Energetici (GSE), ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori, ma tutti i ricorsi sono stati rigettati e le relative sentenze sono passate in giudicato.

La delibera n. 495/2019/r/eel ha inoltre previsto entro marzo 2020 il riconoscimento degli interessi di mora relativi agli oneri di sistema richiesti dalle imprese distributrici con l'istanza del 2018, mentre, a regime, ha previsto la sostituzione con gli interessi legali automaticamente calcolati da CSEA.

Con la delibera n. 655/2018/R/eel l'ARERA è intervenuta integrando il CADE al fine di prevedere la risoluzione del contratto di trasporto anche in caso di mancato adeguamento delle garanzie a seguito di variazioni di fatturato/numero di clienti.

Anche tale delibera è stata impugnata da un operatore e il giudizio è al momento pendente dinanzi al TAR Milano. A fronte del mancato reintegro, da parte dei trader, delle garanzie escusse, o del mancato pagamento dei corrispettivi del servizio di trasporto, e-distribuzione ha dato corso alla risoluzione di taluni contratti di trasporto, con il conseguente instaurarsi di nuovi giudizi in sede civile (ulteriori rispetto a quelli precedentemente azionati, in sede cautelare, per ostacolare le procedure di escussione delle fideiussioni avviate da e-distribuzione a seguito del mancato pagamento dei corrispettivi fatturati ai trader, e da questi non versati, conclusi tutti favorevolmente per e-distribuzione), con i quali i trader contestano la risoluzione del contratto e formulano richiesta di risarcimento danni. e-distribuzione si è costituita nei giudizi indicati allo scopo di contestare le domande avversarie e per chiedere il pagamento, in via riconvenzionale, laddove necessario, del credito vantato nei confronti dei trader.

Europa e Affari Euro-Mediterranei

Romania

Nel corso del 2019, primo anno del IV ciclo regolatorio, l'autorità di regolazione nazionale ANRE ha rivisto le ipotesi per il calcolo dei ricavi regolamentati fino all'anno 2023, adottando una struttura più vicina al modello di business Enel. Gli effetti sono stati favorevoli per le attività di distribuzione anche per l'esercizio finanziario 2019. Inoltre, grazie a una decisione del Governo è stato aumentato il tasso di rendimento regolamentato dal 5,66% al 6,9% con l'obiettivo di incrementare gli investimenti nelle reti.

America Latina

Brasile

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Rio (2019)

La revisione tariffaria di Enel Distribuição Rio, approvata, provvisoriamente, il 13 marzo 2018, in accordo alla delibera omologativa n. 2.377, è stata successivamente omologata dall'autorità regolatoria ANEEL in data 12 marzo 2019, comportando un incremento medio per i clienti di circa il 9,70%.
Tale incremento ha trovato applicazione dal 15 marzo 2019 al 31 marzo 2019.

Revisione tariffaria straordinaria di Enel Distribuição Rio (2019)

In data 20 marzo 2019 ANEEL ha autorizzato la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a finalizzare l'accordo con otto gruppi bancari per anticipare il pagamento del CDE-ACR (c.d. "deficit tariffario") per settembre 2019.
Questa decisione ha trovato riflesso nelle tariffe applicate da Enel Distribuição Rio, che si sono incrementate del 7,59%.
Tali tariffe si applicano al periodo che va dal 1° aprile 2019 al 14 marzo 2020.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Ceará (2019)

Il 18 aprile 2019 ANEEL ha approvato la quinta revisione periodica tariffaria di Enel Distribuição Ceará, da applicarsi a partire dal 22 aprile 2019. Le nuove tariffe hanno prodotto un incremento medio dell'8,22%.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição São Paulo (2019)

Il 2 luglio 2019 ANEEL ha approvato la quinta revisione periodica tariffaria di Enel Distribuição São Paulo, da applicarsi a partire dal 22 aprile 2019. Le nuove tariffe hanno prodotto un incremento medio del 7,03%.
La prossima revisione tariffaria è prevista tra quattro anni.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás (2019)

Il 22 ottobre 2019 ANEEL ha omologato una nuova revisione tariffaria per Enel Distribuição Goiás, da applicarsi a partire dalla medesima data. Le nuove tariffe hanno prodotto un decremento medio del 3,90%.

Argentina

Revisione tariffaria di Edesur (2019)

Il 1° febbraio 2019 le risoluzioni ENRE 24/2019 e 26/2019 sono state pubblicate nella Gazzetta Ufficiale. La prima ha approvato i valori della tabella tariffaria da applicare con decorrenza 1° febbraio 2019, in base agli aumenti dei prezzi al consumo, stabilito dalla risoluzione SGE 366/2019. Include anche l'aumento del FNEE, che è passato da 15,5$/MWh a 80$/MWh.
La seconda ha approvato le nuove tariffe della distribuzione, in vigore a partire dalla stessa data (1° febbraio 2019), stabilendo che saranno applicabili dal 1° marzo 2019 gli aumenti riferiti al VAD (Valore Aggregato della Distribuzione) di febbraio 2019, e include la variazione della MMC dal 23 agosto 2018 al 19 febbraio 2019 del 23,57%, il fattore X del -5,42% e il fattore Q (investimenti) dell'1,74%.

Mercati finali

Italia

Energia elettrica

Con la delibera n. 706/2018/R/eel l'ARERA ha aggiornato per l'anno 2019 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. 576/2019/R/eel sono stati aggiornati i livelli di RCV e PCV per l'anno 2020.

Con la delibera n. 119/2019/R/eel l'ARERA ha introdotto misure per l'efficientamento della gestione dei prelievi fraudolenti dei clienti finali in maggior tutela e modifiche al meccanismo esistente di compensazione degli importi non incassati relativi a tali prelievi. Servizio Elettrico Nazionale ha impugnato tale delibera. Il relativo giudizio è pendente dinanzi al TAR Milano.

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 la delibera n. 707/2018/R/gas l'ARERA ha aggiornato la componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno 2019. Con la delibera n. 577/2019/R/gas sono stati aggiornati i livelli di QVD per l'anno 2020.

Il decreto legge 30 dicembre 2019 n. 162 ("Milleproroghe"), attualmente in fase di conversione in legge, ha prorogato al 1° gennaio 2022 la data precedentemente fissata al 1° luglio 2020 per il superamento dei regimi di tutela di prezzo nei settori elettrico e gas.

Iberia

Spagna

Efficienza energetica

La legge 18/2014 del 15 ottobre, riguardante le misure urgenti per la crescita, la competitività e l'efficienza, ha istituito in materia di efficienza energetica il Fondo nazionale per l'efficienza energetica per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico. Il decreto TEC/332/2019 del 20 marzo ha stabilito un contributo di 29 milioni di euro da parte di Endesa al Fondo, corrispondente agli obblighi per il 2019.

Il decreto TEC/1080/2019, del 23 ottobre, ha stabilito la percentuale di finanziamento del Bonus Sociale 2019 da parte di Endesa al 36,26%, rispetto al precedente 37,15%.

Europa e Affari Euro-Mediterranei

Romania

Mercato dell'elettricità

A seguito di un'ordinanza d'emergenza del Governo a fine 2018, che ha costituito un passo indietro nel processo di deregolamentazione dei mercati dell'elettricità e del gas in Romania, i clienti che avevano scelto di entrare nel mercato libero sono stati autorizzati a tornare al regime tutelato generando perdite per i fornitori di servizio nel mercato libero. Tali perdite sono state generate a causa dal mancato riconoscimento da parte dell'autorità di regolazione nazionale ANRE dei costi totali sostenuti per l'approvvigionamento dell'elettricità fornita ai clienti finali rientrati nel regime di tutela. Questo fenomeno è continuato durante l'anno 2019. A fine 2019, e per tutto il 2020, l'autorità di regolazione nazionale ha garantito per il segmento retail tutelato una serie di contratti bilaterali all'ingrosso regolamentati con generatori a basso costo che consentono di recuperare le perdite degli ultimi due anni.

Irlanda

Mercato della capacità

A seguito della proposta dell'operatore del mercato delle capacità, presentata a giugno 2018 e approvata dai regolatori energetici irlandesi, a partire dal 1° ottobre 2019 le risorse di "Demand Response" hanno subíto un aumento del declassamento tecnico del 33% con un impatto negativo sul loro valore commerciale.

Russia

Mercato del gas

Il 6 giugno 2019 è stato pubblicato l'ordine dell'autorità antimonopolio russa relativo all'indicizzazione delle tariffe del gas per la seconda metà del 2019 e la prima metà del 2020. I prezzi del gas per gli usi industriali nelle regioni in esercizio delle centrali elettriche Enel sono aumentati dell'1,4% rispetto alla prima metà del 2019.

5. OUTLOOK
RELAZIONE SULLA GESTIONE

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Piano Strategico 2020-2022, presentato a novembre 2019, si focalizza su un modello di business sostenibile e pienamente integrato, che il Gruppo ha adottato sin dal 2015, in grado di cogliere le opportunità derivanti dalla transizione energetica e legate a trend globali che stanno cambiando il settore energetico: decarbonizzazione ed elettrificazione. La digitalizzazione delle reti e l'adozione di piattaforme per tutte le attività relative ai clienti saranno fattori abilitanti della strategia del Gruppo che mira ad accelerare lo sviluppo delle rinnovabili a compensazione di una riduzione della generazione da fonti termiche.
In particolare, il Piano di investimenti 2020-2022 prevede che:

- gli investimenti in **decarbonizzazione** ammonteranno a circa 14,4 miliardi di euro (il 50% del Capex totale) e saranno finalizzati allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e alla graduale sostituzione degli asset a generazione convenzionale. Il contributo alla crescita dell'EBITDA derivante dalla decarbonizzazione sarà pari a 1,4 miliardi di euro nell'arco di piano. Si prevede che la capacità rinnovabile sul totale raggiunga il 60% in tre anni, guidando l'aumento della redditività del parco impianti e aumentando la produzione a zero emissioni di CO_2 fino al 68% nel 2022. La netta accelerazione della crescita in rinnovabili supporterà il Gruppo nell'obiettivo di raggiungere la totale decarbonizzazione del mix di generazione entro il 2050;
- circa 1,2 miliardi di euro di investimenti saranno dedicati all'**elettrificazione** dei consumi, facendo leva sulla crescita e la diversificazione della base clienti retail e sulle efficienze collegate al trasferimento delle attività su piattaforma. Il contributo atteso di tali investimenti alla crescita dell'EBITDA di Gruppo ammonta a 0,4 miliardi di euro;
- circa 13 miliardi di euro saranno investiti nei fattori abilitanti della transizione energetica, **infrastrutture** ed **ecosistemi e piattaforme**, per migliorare la qualità e la resilienza delle reti attraverso la digitalizzazione e creando servizi e infrastrutture a sostegno della decarbonizzazione e dell'elettrificazione. Il contributo atteso alla crescita dell'EBITDA è di circa 1,1 miliardi di euro.

In totale si prevede che il Gruppo investa 28,7 miliardi di euro nell'arco di piano che porteranno a un EBITDA atteso di 20,1 miliardi di euro nel 2022. Oltre il 90% degli investimenti agirà direttamente su tre SDG principali: SDG 7 (Energia Pulita e Accessibile), SDG 9 (Imprese, Innovazione e Infrastrutture) e SDG 11 (Città e Comunità Sostenibili), contribuendo, dunque, all'SDG 13 relativo al cambiamento climatico.
Con riferimento alla politica di dividendi, Enel continuerà a corrispondere, lungo l'arco di piano, il più elevato tra un dividendo del 70% sull'utile netto ordinario consolidato e un dividendo per azione minimo garantito, con un tasso annuo di crescita composto dell'8,6% del DPS implicito e del 7,7% del DPS minimo.
Nel 2020 sono previsti:

- l'accelerazione degli investimenti, a supporto della crescita industriale e finalizzati a guidare la decarbonizzazione, nelle energie rinnovabili, in particolare in America Latina e Nord America;
- ulteriori progressi nella digitalizzazione delle reti di distribuzione, prevalentemente in Italia e America Latina, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, e al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di piattaforme globali di business.

I progressi raggiunti per ciascuno dei fattori abilitanti e dei princípi fondamentali del Piano Strategico ci consentono di confermare gli obiettivi economico-finanziari per il 2020. Inoltre, sulla base degli elementi chiave sopra esposti, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2020-2022 del Gruppo.

Obiettivi finanziari

	2019	2020	2021	2022	CAGR (%) 2019-2022
EBITDA ordinario (€mld)	17,9	18,6	19,4	20,1	+3,9%
Utile netto ordinario (€mld)	4,8	5,4	5,8	6,1	+8,3%
Pay-out ratio	70%	70%	70%	70%	-
DPS implicito (€/azione)	0,328	0,37	0,40	0,42	+8,6%
Dividendo minimo per azione (€)	0,32	0,35	0,37	0,40	+7,7%

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 2019 – vale a dire al 19 marzo 2020 – 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 32 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 2018;

- 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) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 4) Companhia Energética do Ceará - Coelce (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 5) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 7) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (società argentina del perimetro Enel Américas); 8) Enel Américas SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 9) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 10) Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (società fusa per incorporazione in Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA in data 6 novembre 2019); 11) Enel Chile SA (società cilena direttamente controllata da Enel SpA); 12) Enel Distribución Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 13) Enel Distribución Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 14) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Green Power); 15) Enel Generación Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 16) Enel Generación Perú SAA (società peruviana del perimetro Enel Américas); 17) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 18) Enel Green Power Chile Ltda (società cilena del perimetro Enel Chile); 19) Enel Green Power del Sur SpA (società cilena del perimetro Enel Chile); 20) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 21) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 22) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (società sudafricana del perimetro Enel Green Power); 23) Enel Green Power Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Green Power); 24) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 25) Enel North America Inc. (già Enel Green Power North America Inc., società statunitense direttamente controllata da Enel SpA); 26) Enel Perú SAC (società peruviana del perimetro Enel Américas); 27) Enel Russia PJSC (società russa direttamente controllata da Enel SpA); 28) Enel X North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel X); 29) Gas Atacama Chile SA (società fusa per incorporazione in Enel Generación Chile SA in data 1° ottobre 2019); 30) Geotérmica del Norte SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 31) Rock Creek Wind Project LLC (società statunitense del perimetro Enel North America); 32) 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 2019, 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 2019 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).

Approvazione del Bilancio

L'Assemblea per l'approvazione del Bilancio, così come previsto dall'art. 9.2 dello Statuto di Enel SpA, è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.
L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato.

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 note 31 "Strumenti finanziari", 32 "Risk management", 33 "Derivati ed hedge accounting" e 34 "Fair value measurement" del Bilancio di esercizio di Enel SpA.

Operazioni con parti correlate e relativa informativa

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 49 del Bilancio consolidato.

Azioni proprie

Alla data del 31 dicembre 2019 le azioni proprie sono rappresentate da n. 1.549.152 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro, acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 10 milioni di euro.

L'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a procedere all'acquisto di azioni proprie, per perseguire le finalità del Piano LTI 2019.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2019.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 54 del Bilancio consolidato.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
Valori civilistici di Enel SpA	**4.792**	**29.586**	**3.456**	**27.943**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	211	(82.098)	(548)	(78.109)
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	4.428	75.304	7.263	73.975
Riserva di traduzione	-	(3.802)	-	(3.317)
Avviamento	(27)	14.241	(3)	14.273
Dividendi infragruppo	(7.160)	-	(4.836)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(70)	(2.854)	(543)	(3.045)
TOTALE GRUPPO	**2.174**	**30.377**	**4.789**	**31.720**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.302**	**16.561**	**1.561**	**16.132**
BILANCIO CONSOLIDATO	**3.476**	**46.938**	**6.350**	**47.852**

6. BILANCIO CONSOLIDATO

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2019	di cui con parti correlate	2018	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni [1]	8.a	77.366	*4.804*	73.037	*5.387*
Altri proventi	8.b	2.961	*16*	2.538	*38*
	[Subtotale]	**80.327**		**75.575**	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile [1]	9.a	33.755	*7.189*	37.264	*7.737*
Costi per servizi e altri materiali [1]	9.b	18.580	*2.617*	18.406	*2.644*
Costo del personale	9.c	4.634		4.581	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	9.d	1.144		1.096	
Ammortamenti e altri impairment	9.e	9.682		5.355	
Altri costi operativi [1]	9.f	7.276	*235*	1.769	*272*
Costi per lavori interni capitalizzati	9.g	(2.355)		(2.264)	
	[Subtotale]	**72.716**		**66.207**	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity [1]	10	**(733)**	*11*	**532**	*10*
Risultato operativo		**6.878**		**9.900**	
Proventi finanziari da contratti derivati	11	1.484		1.993	
Altri proventi finanziari	12	1.637	*88*	1.715	*59*
Oneri finanziari da contratti derivati	11	1.142		1.532	
Altri oneri finanziari	12	4.518	*46*	4.392	*55*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		95		168	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	(122)		349	
Risultato prima delle imposte		**4.312**		**8.201**	
Imposte	14	836		1.851	
Risultato delle continuing operations		**3.476**		**6.350**	
Risultato delle discontinued operations		**-**		**-**	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.476**		**6.350**	
Quota di interessenza del Gruppo		2.174		4.789	
Quota di interessenza di terzi		1.302		1.561	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,47*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,47*	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,47*	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,21*		*0,47*	

(1) I dati 2018 sono stati riesposti per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2019	2018
Risultato netto dell'esercizio		**3.476**	**6.350**
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		39	(552)
Variazione del fair value dei costi di hedging		120	83
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(57)	(57)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		5	(3)
Variazione della riserva di traduzione		(481)	(1.287)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti		(502)	(120)
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		-	12
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	34	**(876)**	**(1.924)**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**2.600**	**4.426**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		1.745	3.667
- di terzi		855	759

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
ATTIVITÀ			*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	16	79.809		76.631	
Investimenti immobiliari	19	112		135	
Attività immateriali	20	19.089		19.014	
Avviamento	21	14.241		14.273	
Attività per imposte anticipate	22	9.112		8.305	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	23	1.682		2.099	
Derivati	24	1.383	*15*	1.005	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	25	487		346	
Altre attività finanziarie non correnti	26	6.006		5.769	
Altre attività non correnti	27	2.701		1.272	
	[Totale]	**134.622**		**128.849**	
Attività correnti					
Rimanenze	28	2.531		2.818	
Crediti commerciali	29	13.083	*896*	13.587	*1.085*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	25	166		135	
Crediti per imposte sul reddito		409		660	
Derivati	24	4.065	*8*	3.914	*52*
Altre attività finanziarie correnti	30	4.305	*27*	5.160	*21*
Altre attività correnti	31	3.115	*183*	2.983	*165*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	9.029		6.630	
	[Totale]	**36.703**		**35.887**	
Attività classificate come possedute per la vendita	33	**101**		**688**	
TOTALE ATTIVITÀ		**171.426**		**165.424**	

Milioni di euro	Note	al 31.12.2019	di cui con parti correlate	al 31.12.2018	di cui con parti correlate
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(1)		-	
Altre riserve		1.130		1.700	
Utili e perdite accumulati		19.081		19.853	
	[Totale]	**30.377**		**31.720**	
Interessenze di terzi		**16.561**		**16.132**	
Totale patrimonio netto	34	**46.938**		**47.852**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	35	54.174	*715*	48.983	*804*
Benefici ai dipendenti	36	3.771		3.187	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	37	5.324		5.181	
Passività per imposte differite	22	8.314		8.650	
Derivati	24	2.407		2.609	
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	25	6.301	*151*	6.306	
Altre passività non correnti	38	3.706		1.901	*86*
	[Totale]	**83.997**		**76.817**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	35	3.917		3.616	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	35	3.409	*89*	3.367	*89*
Fondi rischi e oneri quota corrente	37	1.196		1.312	
Debiti commerciali	39	12.960	*2.291*	13.387	*2.924*
Debiti per imposte sul reddito		209		333	
Derivati	24	3.554	*8*	4.343	*35*
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	25	1.328	*39*	1.095	*25*
Altre passività finanziarie correnti	40	754		788	
Altre passività correnti	42	13.161	*30*	12.107	*69*
	[Totale]	**40.488**		**40.348**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	33	**3**		**407**	
Totale passività		**124.488**		**117.572**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**171.426**		**165.424**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 34)

	Capitale sociale e riserve del Gruppo						
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 31 dicembre 2017	**10.167**	**7.489**	**-**	**2.034**	**2.262**	**(2.614)**	**(1.588)**
Applicazione nuovi princípi contabili (IFRS 9 e IFRS 15)	-	-	-	-	-	-	348
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2018 restated	**10.167**	**7.489**	**-**	**2.034**	**2.262**	**(2.614)**	**(1.240)**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	(94)	(14)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	(609)	(491)
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	*(609)*	*(491)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
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)**

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**
-	**(23)**	**(5)**	**(646)**	**(2.398)**	**(1.163)**	**21.280**	**34.795**	**17.366**	**52.161**
(348)	3	-	-	-	-	(3.707)	**(3.704)**	**(576)**	**(4.280)**
-	-	-	-	-	-	212	**212**	**362**	**574**
(348)	**(20)**	**(5)**	**(646)**	**(2.398)**	**(1.163)**	**17.785**	**31.303**	**17.152**	**48.455**
-	-	-	-	-	-	(2.765)	**(2.765)**	**(1.137)**	**(3.902)**
-	-	-	-	-	-	73	**73**	**143**	**216**
-	-	-	-	17	(460)	-	**(443)**	**(850)**	**(1.293)**
-	27	-	(5)	-	-	(29)	**(115)**	**65**	**(50)**
90	9	(58)	(63)	-	-	4.789	**3.667**	**759**	**4.426**
90	*9*	*(58)*	*(63)*	-	-	-	***(1.122)***	***(802)***	***(1.924)***
-	-	-	-	-	-	*4.789*	***4.789***	***1.561***	***6.350***
(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**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2019	di cui con parti correlate	2018	di cui con parti correlate
Risultato prima delle imposte		**4.312**		**8.201**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	9.d	1.144		1.096	
Ammortamenti e altri impairment	9.e	9.682		5.355	
(Proventi)/Oneri finanziari	11-12	2.443		2.048	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	123		(349)	
Variazioni del capitale circolante netto:		(273)		153	
- rimanenze	28	318		(117)	
- crediti commerciali	29	(877)	*189*	426	*(253)*
- debiti commerciali	39	(51)	*(633)*	734	*559*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti [1]	25	(31)		-	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti [1]	25	154		750	
- altre attività e passività		214	*18*	(1.640)	*71*
Accantonamenti ai fondi		515		449	
Utilizzo fondi		(1.838)		(1.226)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	11-12	1.582	*88*	1.768	*59*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	11-12	(4.235)	*(46)*	(4.342)	*(55)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(86)		(71)	
Imposte pagate	14	(1.850)		(1.721)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(268)		(286)	
Cash flow da attività operativa (A)		**11.251**		**11.075**	
Investimenti in attività materiali non correnti	16	(8.236)		(6.908)	
Investimenti in attività immateriali	20	(1.023)		(1.351)	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(692)		(271)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	6	(320)		(1.472)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	6	688		424	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		468		(83)	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		**(9.115)**		**(9.661)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	43.3	8.899		13.424	
Rimborsi di debiti finanziari [1]	43.3	(5.511)	*(89)*	(12.040)	*(89)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto [1]		355		1.826	
Incassi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo [1]		-		2	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest [1]		530		(1.404)	
Acquisto azioni proprie		(10)		-	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(3.957)		(3.444)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**306**		**(1.636)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(76)**		**(185)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**2.366**		**(407)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [2]		6.714		7.121	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [3]		9.080		6.714	

(1) Ai fini di una migliore esposizione tali voci sono state ulteriormente dettagliate rispetto a quanto fatto in passato ed è stato quindi necessario, per garantire l'omogeneità e la comparabilità dei dati con l'esercizio precedente, riclassificare i dati riferiti al 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018), "Titoli a breve" pari a 63 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (69 milioni di euro al 1° gennaio 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (31 milioni di euro al 1° gennaio 2018).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (6.630 milioni di euro al 31 dicembre 2018), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 31 dicembre 2018.

Note di commento

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. 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 2019 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 operation e joint venture incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 19 marzo 2020.
Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di EY SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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) e 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 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 specifica separazione 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 o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle discontinued operations attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.
Il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza 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 in joint venture o collegate;
- le attività di investimento/disinvestimento 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 business combinations 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, i dividendi pagati a terzi dalla Capogruppo o dalle società consolidate, 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 i commenti ai flussi di cassa del Rendiconto finanziario si rimanda alla nota ai "Flussi finanziari" della Relazione sulla gestione.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo.

Il Bilancio 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 (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.

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 nel paragrafo "Princípi contabili e criteri di valutazione".

Il Bilancio 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 di bilancio 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, infatti, 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.

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 ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori (e di competenza dell'esercizio), 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 delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Per ulteriori dettagli su tali voci di ricavo si rimanda alla nota 8.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 e avviamento 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 vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva nota 21.
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 cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita a lungo termine che non eccede il tasso di crescita media a lungo termine previsto per il settore e il Paese.
Il valore recuperabile è sensibile alle stime e assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. 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.

Perdite attese su attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, 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 le 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 propria esperienza storica, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascun periodo 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 dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.
In particolare, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. "contract assets") 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 è applicata principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto, in base alle valutazioni del management, 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 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 sottostanti:
> 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 eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.
I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 43 "Strumenti finanziari".

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 rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo d'azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).
Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.
Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devoluzione, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita 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 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.
In conformità con il principio contabile internazionale 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 47. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

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 so-

stenuti affinché il bene diventi pronto all'uso o alla vendita, ai tassi di sconto applicabili e al periodo di beneficio atteso.

Piani pensionistici e altre prestazioni 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 di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, 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/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali si rinvia alla nota 36.

Contenziosi

Il Gruppo Enel 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 sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al 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 perdita; la nota 52 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo.

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 ad attività e interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento della centrale o 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, 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.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale 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 il tasso di finanziamento marginale sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre

stime specifiche alla Società.
L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo riguarda la determinazione del tasso di finanziamento marginale, 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 del tasso di finanziamento marginale 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 tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della Società capogruppo o di altre garanzie sottostanti;
- le rettifiche inerenti al contratto di leasing specifico, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale 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.

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2019 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.
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 determinare 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.
Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate a bilancio, si rinvia alla nota 22.

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 il giudizio da parte del management relativamente alla natura specifica dell'attività e del business cui essa appartiene (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 cosiddetto "business model" 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 sono riportate nella nota 21.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del potere sulla partecipata, di influenzarne i relativi rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della

partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma dai diritti sostanziali dell'investitore sulla 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 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 gli accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e dai 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 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*.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.
Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.
Un accordo 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.
Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo 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 precedentemente considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di controllo congiunto.

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le partecipazioni in imprese collegate sono quelle in cui la società esercita un'influenza notevole, ossia quelle in cui si ha il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20% sul capitale della partecipata.
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.

Applicazione dell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato, i quali possono essere definiti come contratti in cui il concedente trasferisce a un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo, per conto del concedente.
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
- controlla, tramite la proprietà, titolo a benefici 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, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.
Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono

risultate applicabili ad alcune infrastrutture di talune società operanti in Brasile.
Per ulteriori dettagli sulle infrastrutture utilizzate negli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 17.

Ricavi provenienti da contratti con clienti
L'applicazione dell'IFRS 15 ha richiesto al Gruppo i seguenti giudizi professionali (per ulteriori dettagli sugli effetti più significativi sui ricavi del Gruppo, si rimanda alla nota 8.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni").

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.

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 nel prezzo dell'operazione i corrispettivi variabili stimati 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 su beni o servizi aggiuntivi (per es., programmi di fidelizzazione della clientela o 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 benefici 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 "SPPI test" a livello di singolo strumento per definire 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 43 "Strumenti finanziari".

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 l'obiettivo 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, sulla dominanza del rischio di credito sulle variazioni di valore e sull'hedge ratio, così come la misurazione dell'inefficacia, è valutata 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 impatterà il Conto economico.
Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 46.1 "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 del leasing, 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 paragrafo "Uso di stime".

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.

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 benefici 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 So-

cietà e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

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 partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza princípi contabili diversi da quelli adottati nel Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato 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 dell'impresa 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 imprese 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 la variazione della quota di possesso. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato o incassato e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisito o venduto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value (con contropartita il Conto economico) alla data in cui si perde il controllo, rilevando l'eventuale utile o perdita 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

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. 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.

Per società collegate si intendono le società su cui il Gruppo esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate e in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto (equity method).

Con l'applicazione di tale metodo, 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 alla data di acquisizione; tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore.

Successivamente, il costo della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) complessivo della collegata o joint venture, realizzato a partire dalla data di acquisizione. Le componenti di Conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.

I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.

I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono presentati 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 collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che la partecipazione ha subíto una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment

quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

Nel caso della joint venture Slovak Power Holding BV, la valutazione di eventuali perdite di valore è effettuata determinando il valore recuperabile dell'investimento attraverso l'applicazione della formula di prezzo definita nell'accordo di cessione della partecipazione nel 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne da parte di Enel Produzione a EP Slovakia, il quale si basa su vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Tale valore viene confrontato con il valore contabile della partecipazione, il quale è misurato sulla base delle risultanze della medesima formula alla data di closing dell'operazione, 28 luglio 2017.

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); la quota delle OCI riferita alla collegata o joint venture è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

In caso di cessione di una quota di partecipazione 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 a patrimonio netto nell'ambito delle OCI relativa a tale riduzione è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Quando una quota di una partecipazione in imprese 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 valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Per joint operation (attività a controllo congiunto) si intende un accordo in base al 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.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione.

Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. 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 della collegata attività, costo o ricavo (o parte di esso) per la cancellazione di un'attività o passività non monetaria relativa al pagamento anticipato, la data dell'operazione è quella in cui il Gruppo rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.

Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, il Gruppo deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati economici, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione della Capogruppo Enel SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate 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 i cambi medi dell'esercizio se approssimano 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 della partecipazione (parziale o totale).

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, 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 posseduti dall'acquirente 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 cedute, 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 dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value, è rilevata come avviamento. In caso la differenza sopra citata 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 attivià 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 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 dello IFRS 9, sono rilevate a Conto economico. I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IFRS 9 sono valutati in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. I corrispettivi potenziali che sono classificati come strumento di capitale non sono rimisurati, e, conseguentemente il 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 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 bonifica 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 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 sono riflessi 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 o al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario 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 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 dal 2017 al 2088.

Infrastrutture asservite alla 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 Enel 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"

Nell'ambito di 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 e, in accordo con i termini contrattuali, ha il compito di realizzare o migliorare l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico 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 ricavi in conformità con l'IFRS 15 per i servizi che esegue. 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, ovvero 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 8.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 ripartisce il corrispettivo del contratto tra ciascuna componente leasing in base ai rispettivi prezzi a sé stanti.

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	31
Veicoli e altri mezzi di trasporto	5

Se la proprietà dell'attività sottostante al leasing è trasferita al Gruppo al termine del contratto o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette l'esercizio di 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. Per ulteriori dettagli sulle perdite di valore si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

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".

In precedenza, nel rispetto delle previsioni dello IAS 17, il Gruppo classificava i leasing che sostanzialmente trasferivano al locatario tutti i rischi e benefici legati alla proprietà del relativo bene come leasing finanziari. In tal caso, i beni detenuti in leasing erano rilevati al minore tra il loro fair value e il valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'importo da corrispondere per l'eventuale esercizio dell'opzione di acquisto. Dopo la rilevazione iniziale, i beni erano ammortizzati sulla base della loro vita utile o, se il Gruppo non aveva la ragionevole certezza di acquistare il bene al termine del leasing, lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata dei beni. I leasing che non si configuravano come leasing finanziari erano classificati come leasing operativi; i pagamenti effettuati per un leasing operativo erano rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.

Gruppo in qualità di locatore

Dal punto di vista del locatore, il trattamento contabile dei leasing secondo l'IFRS 16 resta sostanzialmente invariato rispetto allo IAS 17.

Quando agisce in qualità di locatore, il Gruppo determina alla data di inizio del leasing se è un leasing finanziario oppure operativo usando gli stessi criteri di classificazione previsti dallo IAS 17.

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 47 "Attività misurate al fair value".

Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o 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 dall'impresa 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 immateriale, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse per 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 o 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 rilevati 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 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 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.
Il Gruppo non sostiene costi per l'adempimento del contratto che siano idonei alla capitalizzazione.

Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate, rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota "Impairment delle attività non finanziarie".
Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna Cash Generating Unit che si prevede beneficierà dalle sinergie dell'aggregazione.
L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e a joint venture è incluso nel valore di carico di tali attività.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore.
L'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 al paragrafo "Uso di stime".
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 Cash Generating Unit (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, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e 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 impairment", nei limiti del valore netto contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti. 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 (certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote 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 (comprensivi delle 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 della transazione (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 quello sia 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 detenuti 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 inizia-

le, 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 nuovo 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 (c.d. "contract assets") 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").

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, leasing finanziari 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 46 "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 o 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 "own use exemption".
Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al fair value rilevato a Conto economico solo se:
> sono regolabili al netto; e
> non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dal Gruppo.

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 e compravendita del Gruppo.

Il Gruppo analizza 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".

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 o 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), il risultato (utile o perdita) delle 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 iperinflazionaria 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 imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazio-

ne previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata 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 IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche 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 componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a Conto economico nell'ambito del risultato 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 tale 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 di un 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 attività operative cessate 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 rappresentati 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, presenti oramai solo all'estero, 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 derivanti dalla 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.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.
La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).
Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività - asset ceiling (al netto degli associati interessi attivi) 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.
I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo 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 per i dipendenti relativi 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, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate 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 annuale, 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 annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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 attualizzan-

do 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 costi operativi di riferimento.

I fondi non comprendono passività per riflettere le incertezze sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevati come passività fiscale.

Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o conformemente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.

A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.

In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo, lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.

Infine, qualora la garanzia includa sia un elemento di assicurazione sia uno di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo 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 allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo rileva i ricavi derivanti da contratti con 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 con-

tratto, 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 al quale si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (per es., alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).
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 al quale 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.
Come primo step, 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 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 all'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nel paragrafo "Giudizi del

management" e nella nota 8.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 provenienti da contratti con clienti principalmente con riferimento a:

- ricavi da contratti per le vendite a termine di commodity energetiche, con consegna fisica e a prezzo fisso, che non si qualificano per la cosiddetta "own-use exemption" e sono quindi rilevati conformemente all'IFRS 9;
- risultati da variazioni del fair value di contratti per la vendita a termine di commodity energetiche con consegna fisica ai sensi dell'IFRS 9;
- ricavi da leasing operativo 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 la provvista ricevuta. 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, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al fair value rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. 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 benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi 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.

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 imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti 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.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi 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 per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

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 imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

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 probabile 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 vi è incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo dovrà riflettere l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. Il Gruppo deve decidere 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. Quando conclude che è non è probabile che l'autorità fiscale accetti un trattamento fiscale incerto, 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.

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 modifichino le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

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 i seguenti princípi, interpretazioni e modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2019.

> "IFRS 16 - *Leasing*", emesso a gennaio 2016, sostituisce lo "IAS 17 - Leasing", l'"IFRIC 4 - Determinare se un accordo contiene un leasing", il "SIC 15 - Leasing operativo - Incentivi" e il "SIC 27 - La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing".
L'IFRS 16 individua i princípi per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l'informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.
La natura e gli effetti dei cambiamenti risultanti dall'adozione di questo nuovo principio contabile sono descritti alla nota 4 "Modifiche di princípi contabili e informazioni integrative".

> "Modifiche allo IAS 19 - *Modifica, riduzione o estinzione del piano*", emesso a febbraio 2018.
Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefíci definiti nel corso dell'esercizio, per il resto dell'esercizio dopo la modifica, la società deve determinare:
- il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti utilizzando le ipotesi attuariali utilizzate per rideterminare la passività (attività) netta per benefíci definiti; e
- l'interesse netto utilizzando la passività (attività) netta per benefíci definiti rideterminata e il tasso di sconto utilizzato per rideterminarla.

Le modifiche chiariscono inoltre che il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (o l'utile o la perdita al momento dell'estinzione) è determinato senza considerare l'effetto del massimale di attività (c.d. "asset ceiling"), il quale viene determinato in una seconda fase e viene rilevato normalmente nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Le modifiche non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica, riduzione o estinzione del piano.
L'applicazione di queste modifiche non ha comportato significativi impatti sul Bilancio consolidato.

> "Modifiche allo IAS 28 - *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture*", emesso a ottobre 2017; le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari" alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato.
L'applicazione di queste modifiche non ha comportato significativi impatti sul Bilancio consolidato.

> "IFRIC 23 - *Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito*", emesso a giugno 2017; l'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito.
L'applicazione di questa interpretazione non ha comportato significativi impatti sul Bilancio consolidato.

> "*Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015-2017*", emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:
- "IFRS 3 - Aggregazioni aziendali"; le modifiche chiariscono che una società che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business deve applicare i requisiti previsti per un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi. In particolare, deve anche ricalcolare l'intera interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione. Tali modifiche si applicano alle aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione corrisponde, o è successiva, al 1° gennaio 2019;
- "IFRS 11 - Accordi a controllo congiunto"; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza detenere il controllo congiunto acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta. Tali modifiche si applicano alle operazioni in cui si ottiene il controllo congiunto a partire dal 1° gennaio 2019 o successivamente;
- "IAS 12 - Imposte sul reddito"; le modifiche chiariscono che gli effetti sulle imposte sul reddito quando la società rileva una passività relativa al dividendo da pagare sono più direttamente correlati alle transazioni o a eventi passati che hanno generato utili distribuibili che alla distribuzione ai soci. Pertanto, la società deve rilevare tali effetti fiscali sui dividendi nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove la società ha originariamente

rilevato tali transazioni o eventi passati;
- "IAS 23 - Oneri finanziari"; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici, originariamente stipulati per sviluppare un qualifying asset che rimane in essere quando sostanzialmente tutte le operazioni necessarie per predisporre il bene per l'utilizzo previsto o la vendita sono completate, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società. Le modifiche si applicano agli oneri finanziari sostenuti a partire dal 1° gennaio 2019 o successivamente.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato significativi impatti sul Bilancio consolidato.

4. Modifiche di princípi contabili e informazioni integrative

4.1 Applicazione dell'"IFRS 16 - Leasing"

Informazioni sulla transizione

Il Gruppo ha adottato l'"IFRS 16 - Leasing" utilizzando il metodo retrospettico modificato, con data di prima applicazione 1° gennaio 2019; con questo metodo, il principio viene applicato retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale dell'IFRS 16 alla data di prima applicazione. Conseguentemente i dati comparativi (per l'esercizio 2018) non sono stati rideterminati e sono presentati, come in precedenza evidenziato, ai sensi dello IAS 17 e relative Interpretazioni. Inoltre, le disposizioni dell'IFRS 16 relative alle informazioni integrative non sono state applicate ai dati comparativi.

Per la transizione all'IFRS 16, il Gruppo ha deciso di utilizzare l'espediente pratico di non rideterminare se un contratto è, o contiene, un leasing, al 1° gennaio 2019. Pertanto, alla data dell'applicazione iniziale, il Gruppo ha applicato il principio solo ai contratti che erano stati precedentemente identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e dell'IFRIC 4 alla data dell'applicazione iniziale.

Nella transizione al nuovo principio contabile, il Gruppo:
- non ha modificato i valori contabili delle attività e passività rilevate alla data di applicazione iniziale relativamente ai contratti di leasing precedentemente classificati come leasing finanziari ai sensi dello IAS 17;
- ha rilevato attività consistenti nel diritto di utilizzo e passività del leasing in relazione ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi in applicazione dello IAS 17, a eccezione dei leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore", i cui importi sono considerati non significativi e per i quali non è richiesta nessuna rettifica alla data di transizione. Alla data di applicazione iniziale, il Gruppo ha principalmente rilevato l'attività consistente nel diritto di utilizzo per un importo pari alla passività del leasing, rettificata dell'ammontare di eventuali risconti attivi o ratei passivi derivanti da tale contratto e rilevati nello Stato patrimoniale immediatamente precedente la data dell'applicazione iniziale. Le passività del leasing sono state rilevate al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 della società del Gruppo locataria.

Nell'applicazione dell'IFRS 16 ai contratti di leasing precedentemente identificati come leasing operativi, ai sensi dello IAS 17, il Gruppo si è avvalso dei seguenti espedienti pratici:
- utilizzo della propria valutazione in merito all'onerosità dei leasing mediante l'applicazione delle disposizioni dello IAS 37 immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale, rettificando, alla data di prima applicazione, le attività consistenti nel diritto di utilizzo per l'importo degli accantonamenti per leasing onerosi rilevati immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale;
- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing di durata inferiore ai 12 mesi dalla data dell'applicazione iniziale;
- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo;
- uso delle esperienze acquisite, in particolare per determinare la durata del leasing per i contratti che contengono opzioni di proroga o di risoluzione del leasing.

L'IFRS 16 riguarda sostanzialmente tutte le società del Gruppo che agiscono in qualità di locatario. I casi più significativi interessati dalle nuove disposizioni dell'IFRS 16 riguardano principalmente le attività consistenti nel diritto di utilizzo relativo a immobili, diritti di superficie di impianti rinnovabili, autovetture e altri mezzi di trasporto (anche marittimi) e altre attrezzature tecniche. Il Gruppo non è tenuto a compiere rettifiche in fase di transizione per i contratti di leasing in cui agisce in qualità di locatore.

Milioni di euro

ATTIVITÀ		al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2019
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari		76.631	1.370	78.001
Investimenti immobiliari		135	-	135
Attività immateriali		19.014	-	19.014
Avviamento		14.273	-	14.273
Attività per imposte anticipate		8.305	-	8.305
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		2.099	-	2.099
Derivati		1.005	-	1.005
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		346	-	346
Altre attività finanziarie non correnti		5.769	-	5.769
Altre attività non correnti		1.272	-	1.272
	[Totale]	**128.849**	**1.370**	**130.219**
Attività correnti				
Rimanenze		2.818	-	2.818
Crediti commerciali		13.587	-	13.587
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti		135	-	135
Crediti imposte sul reddito		660	-	660
Derivati		3.914	-	3.914
Altre attività finanziarie correnti		5.160	-	5.160
Altre attività correnti		2.983	-	2.983
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.630	-	6.630
	[Totale]	**35.887**	**-**	**35.887**
Attività classificate come possedute per la vendita		**688**	**2**	**690**
TOTALE ATTIVITÀ		**165.424**	**1.372**	**166.796**

Milioni di euro				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2019
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale		10.167	-	10.167
Altre riserve		1.700	-	1.700
Utili e perdite accumulati		19.853	-	19.853
	[Totale]	**31.720**	**-**	**31.720**
Interessenze di terzi		**16.132**	**-**	**16.132**
Totale patrimonio netto		**47.852**	**-**	**47.852**
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine		48.983	1.311	50.294
Benefici ai dipendenti		3.187	-	3.187
Fondi rischi e oneri quota non corrente		5.181	-	5.181
Passività per imposte differite		8.650	-	8.650
Derivati		2.609	-	2.609
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti		6.306	-	6.306
Altre passività non correnti		1.901	-	1.901
	[Totale]	**76.817**	**1.311**	**78.128**
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine		3.616	-	3.616
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		3.367	59	3.426
Fondi rischi e oneri quota corrente		1.312	-	1.312
Debiti commerciali		13.387	-	13.387
Debiti per imposte sul reddito		333	-	333
Derivati		4.343	-	4.343
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti		1.095	-	1.095
Altre passività finanziarie correnti		788	-	788
Altre passività correnti		12.107	-	12.107
	[Totale]	**40.348**	**59**	**40.407**
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita		**407**	**2**	**409**
Totale passività		**117.572**	**1.372**	**118.944**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**165.424**	**1.372**	**166.796**

Milioni di euro	2019
	Effetto IFRS 16
Totale costi [1]	(21)
Risultato operativo	**21**
Oneri finanziari	54
Risultato prima delle imposte	**(33)**
Imposte	(9)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**(24)**

(1) Il dato include minori costi per servizio e godimento di beni di terzi per 224 milioni di euro e maggiori ammortamenti per 203 milioni di euro.

Riconciliazione IFRS 16

Milioni di euro	
Pagamenti minimi dovuti per leasing operativi al 31.12.2018	2.441
(Effetto dell'attualizzazione)	(1.051)
(Eccezione alla rilevazione per leasing di attività di modesto valore)	(1)
(Eccezione alla rilevazione per leasing di attività a breve termine)	(19)
Passività relative a leasing finanziari al 31 dicembre 2018	657
Pagamenti dovuti per i leasing relativamente a periodi di rinnovo non inclusi negli impegni di leasing operativi al 31.12.2018	-
Passività per leasing al 1° gennaio 2019	**2.027**

4.2 Argentina - Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti.

Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 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 2019 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 e del 31 dicembre 2019:

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%

Nel 2019 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 95 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2019, 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 31.12.2018	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	**Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2019**
Totale attività	**765**	368	(276)	**857**
Totale passività	**197**	38	(71)	**164**
Patrimonio netto	**568**	330 [1]	(205)	**693**

(1) Il dato include il risultato netto del 2019 pari a 56 milioni di euro.

Milioni di euro

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	297	(325)	(28)
Costi	306 [1]	(236) [2]	70
Risultato operativo	**(9)**	**(89)**	**(98)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(4)	(17)	(21)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	95	-	95
Risultato prima delle imposte	**82**	**(106)**	**(24)**
Imposte	26	(18)	8
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**56**	**(88)**	**(32)**
Quota di interessenza del Gruppo	39	(32)	7
Quota di interessenza di terzi	17	(56)	(39)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 85 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (16) milioni di euro.

4.3 Applicazione dell'Agenda Decision dell'IFRIC sulle transazioni su elementi non finanziari con consegna fisica comprese nell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari"

Informazioni sulla transizione

Nella Agenda Decision di marzo 2019, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) ha chiarito la corretta rilevazione contabile dei contratti stipulati per la compravendita di elementi non finanziari a prezzo fisso, contabilizzati al fair value a Conto economico conformemente all'IFRS 9 e regolati con consegna fisica, fra cui le commodity energetiche.

Su tale base, il Gruppo ha modificato la sua policy contabile per l'esercizio chiuso al 2019, senza impatti né sul risultato netto né sul patrimonio netto.

La precedente pratica prevedeva la rilevazione alla voce:

- "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value", delle variazioni nel fair value dei derivati in essere oltre che degli impatti a Conto economico, alla data di regolamento, della cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti;
- "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e "Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile", dei ricavi e costi alla data di regolamento.

L'attuale rilevazione di tali contratti su elementi non finanziari, che non soddisfano i requisiti per l'"own use exemption", prevede l'iscrizione:

- nella voce "Ricavi", delle variazioni di fair value su contratti di vendita in essere oltre che, alla data di regolamento, dei connessi ricavi insieme agli effetti, a Conto economico, della cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti;
- nella voce "Costi":
  - delle variazioni di fair value su contratti di acquisto in essere; e
  - alla data di regolamento, dei connessi costi di acquisto insieme agli effetti sul Conto economico relativi alla cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti.

Di conseguenza, la voce di Conto economico "Proventi/(One-

ri) netti da contratti su commodity valutati al fair value" è stata rinominata "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity" che attualmente comprende solo le variazioni nel fair value e gli effetti del regolamento di derivati su commodity energetiche regolati senza consegna fisica.

Impatti sul Conto economico

Milioni di euro	Note	2018	Effetto applicazione IFRIC	2018
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	73.134	(97)	73.037
Altri proventi	8.b	2.538	-	2.538
	[Subtotale]	**75.672**	**(97)**	**75.575**
Costi				
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	9.a	35.728	1.536	37.264
Costi per servizi e altri materiali	9.b	18.870	(464)	18.406
Costo del personale	9.c	4.581	-	4.581
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	9.d	1.096	-	1.096
Ammortamenti e altri impairment	9.e	5.355	-	5.355
Altri costi operativi	9.f	2.889	(1.120)	1.769
Costi per lavori interni capitalizzati	9.g	(2.264)	-	(2.264)
	[Subtotale]	**66.255**	**(48)**	**66.207**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	10	**483**	**49**	**532**
Risultato operativo		**9.900**	-	**9.900**
Proventi finanziari da contratti derivati	11	1.993	-	1.993
Altri proventi finanziari	12	1.715	-	1.715
Oneri finanziari da contratti derivati	11	1.532	-	1.532
Altri oneri finanziari	12	4.392	-	4.392
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione		168	-	168
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	349	-	349
Risultato prima delle imposte		**8.201**	**-**	**8.201**
Imposte	14	1.851	-	1.851
Risultato delle continuing operations		**6.350**	**-**	**6.350**
Risultato delle discontinued operations		**-**	**-**	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**6.350**	**-**	**6.350**
Quota di interessenza del Gruppo		4.789	-	4.789
Quota di interessenza di terzi		1.561	-	1.561
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,47*	-	*0,47*
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,47*	-	*0,47*
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,47*	-	*0,47*
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo		*0,47*	-	*0,47*

Con riferimento ai dettagli delle note 8 e 9 rispettivamente sui Ricavi e sui Costi si riportano di seguito gli effetti analitici dell'applicazione di tale interpretazione sui contratti su commodity con consegna fisica rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9.

Milioni di euro	Note			
		2018	Effetto applicazione IFRIC	2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni				
Vendite energia elettrica	8.a	43.110	(3.832)	39.278
Vendite di combustibili	8.a	8.556	(7.637)	919
Vendite certificati ambientali	8.a	497	(461)	36
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	8.a	-	13.843	13.843
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica	8.a	-	(2.010)	(2.010)
Totale		**52.163**	**(97)**	**52.066**

Milioni di euro	Note			
		2018	Effetto applicazione IFRIC	2018
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile				
Energia elettrica	9.a	19.584	218	19.802
Gas	9.a	12.944	1.318	14.262
Totale		**32.528**	**1.536**	**34.064**
Altri materiali	9.b	**2.375**	**(464)**	**1.911**
Altri costi operativi				
Risultati da contratti derivati su acquisti di commodity con consegna fisica	9.f	-	(1.120)	(1.120)
Totale		**34.903**	**(48)**	**34.855**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	10	**483**	**49**	**532**
Totale effetto applicazione IFRIC a Conto economico		-	-	-

5. Rideterminazione dei dati comparativi

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note di commento sono omogenei e confrontabili tra di loro per gli esercizi 2018 e 2019.

Si precisa, quindi, che, alla luce dell'introduzione della nuova policy contabile riferita alla rilevazione dei contratti stipulati per la compravendita di elementi non finanziari, contabilizzati al fair value a Conto economico conformemente all'IFRS 9 e regolati con consegna fisica, sono state effettuate analoghe riclassifiche sui saldi comparativi riferiti al 2018 per garantire l'omogeneità e la confrontabilità dei dati. Tali riclassifiche non hanno avuto impatti né sui margini né sul patrimonio netto. Si rimanda al paragrafo 4.3 per ulteriori dettagli.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il Gruppo Enel a partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2019 ha modificato i settori primari e secondari concordemente a quanto previsto dall'IFRS 8. Nello specifico, tenendo presente che nel corso del 2019 il management, inteso come il più alto livello decisionale operativo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della misurazione e valutazione dei risultati, ha iniziato a comunicare al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo ha adottato, quindi, la seguente impostazione settoriale:

> settore primario: area di attività; e
> settore secondario: area geografica.

L'area di attività, 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 area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

La nuova 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, infine, che con decorrenza settembre 2019 l'America Latina relativamente all'area di attività Enel Green Power include anche i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua che in precedenza erano riportati nell'area geografica Nord e Centro America (ora ridenominata Nord America e composta dai seguenti Paesi: Stati Uniti, Canada 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 e per la riassegnazione dei Paesi nel segmento Enel Green Power si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018.

6. Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2018

- Vendita, in data 12 marzo 2018, dell'86,4% del capitale sociale di Erdwärme Oberland GmbH, società di sviluppo di impianti geotermici con sede in Germania. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 0,9 milioni di euro, con una plusvalenza realizzata di 1 milione di euro;
- acquisizione, perfezionata in data 2 aprile 2018, del 33,6% delle azioni di minoranza di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. Inoltre, in tale data è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile;
- formalizzazione, in data 3 aprile 2018, attraverso Enel Green Power España, dell'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società Parques Eólicos Gestinver SLU e Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU per un importo di 57 milioni di euro, di cui 15 milioni per l'accollo del debito esistente;
- acquisizione, perfezionata il 7 giugno 2018, da parte di Enel Sudeste, del controllo della società brasiliana di distribuzione elettrica Enel Distribuição São Paulo (ex Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA) a seguito della prima adesione da parte degli azionisti. L'acquisizione è avvenuta tramite OPA sul 100% delle azioni con scadenza il 4 luglio 2018. Al 30 settembre 2018 la società è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione detenuta dal Gruppo del 95,88%;
- acquisizione, in data 25 luglio 2018, attraverso la controllata Endesa Red, del 94,6% del capitale di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa;
- cessione, in data 28 settembre 2018, a Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), un investitore istituzionale di lungo termine, e al veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México SA de Cv (CKD IM), dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo (SPV), proprietarie in Messico di altrettanti impianti sia in esercizio sia in costruzione. A seguito del perfezionamento dell'operazione Enel Green Power SpA possiede il 20% del capitale sociale, pertanto le società sono ora valutate con il metodo del patrimonio netto;
- vendita, in data 18 ottobre 2018, da parte di Enel Green Power SpA, dell'impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia;
- cessione, in data 14 dicembre 2018, da parte di Enel Green Power SpA, della controllata al 100% Enel Green Power Uruguay SA, a sua volta proprietaria attraverso la società veicolo Estrellada SA del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo.

2019

- In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l'operazione di cessione del 100% di 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), del 100% di 13 società titolari di sette 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%.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- Enel SpA ha incrementato nel corso del 2019 la propria quota di interessenza in Enel Américas del 5,74% sia in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario, sia a seguito di un aumento di capitale non proporzionale nella controllata. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 59,97%;
- in data 25 marzo 2019 la società Enel X International ha acquistato una quota pari al 40% della partecipazione detenuta in EnerNOC Japan K.K, portando la sua quota di partecipazione al 100%;
- in data 5 settembre 2019 Enel Green Power Development ha acquistato una quota pari al 23,44% della partecipazione detenuta in Enel Green Power India portando la sua quota di partecipazione al 100%;
- in data 21 novembre 2019 Enel Brasil ha acquisito il 4,1% di Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA per un corrispettivo di circa 93 milioni di euro;
- in data 5 dicembre 2019 Enel SpA ha aumentato la propria quota di interessenza in Enel Chile dello 0,11% in base a quanto previsto dai due contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario per aumentare la propria partecipazione in Enel Chile SA per un massimo del 3% del capitale.

Acquisizione impianti geotermici, solari ed eolici da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners

In data 14 marzo 2019 Enel Green Power SpA ha acquisito, attraverso la controllata statunitense Enel Green Power North America (EGPNA, ora ridenominata Enel North America), il 100% di 13 società titolari di sette impianti operativi rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), joint venture detenuta al 50% da EGPNA (ora ENA) e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services.

L'acquisizione ha comportato un'uscita di cassa di 225 milioni di euro, di cui 198 milioni di euro per l'equity acquisito e 27 milioni di euro per la regolazione, con la controparte, di talune partite creditorie che quest'ultima vantava verso le società acquisite.

Le tredici società oggetto dell'operazione sono proprietarie dei seguenti sette impianti: Cove Fort, Salt Wells, Stillwater (costituito da due impianti), Cimarron Bend, Lindahl, Sheldon Springs.

Gli effetti contabili dell'operazione hanno comportato la rilevazione provvisoria di un negative goodwill pari a 106 milioni di euro e la contestuale rilevazione di un risultato negativo di EGPNA REP, società valutata con il metodo del patrimonio netto, che risente della minusvalenza (88 milioni di euro in quota EGPNA) derivante dalla cessione delle 13 società a EGPNA.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite nette.

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 14 marzo 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 marzo 2019
Immobili, impianti e macchinari	947	86	1.033
Attività immateriali	20	(20)	-
Avviamento	13	(13)	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(10)	-	(10)
Rimanenze	2	-	2
Crediti commerciali	6	-	6
Altre attività correnti	7	-	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6	-	6
Finanziamenti	(579)	(24)	(603)
Fondi rischi e oneri quota non corrente	(9)	7	(2)
Passività per imposte differite	-	(56)	(56)
Altre passività non correnti	(2)	(5)	(7)
Finanziamenti a breve termine	(2)	-	(2)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	(41)	8	(33)
Debiti commerciali	(8)	-	(8)
Altre passività correnti	(2)	-	(2)
Interessenze di terzi	-	-	-
Attività nette acquisite	**348**	**(17)**	**331**
Costo dell'acquisizione	**225**	**-**	**225**
(di cui versati per cassa)	*225*	-	*225*
Avviamento/(Badwill)	(123)	17	(106)

La contribuzione delle società acquisite al Conto economico nel 2019 è di 112 milioni di euro nei ricavi e di 41 milioni di euro nel risultato operativo.

Acquisizione Tradewind Energy

In data 27 marzo 2019 Enel Green Power ha acquisito Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti.

Nell'accordo era inoltre prevista la cessione al Gruppo Green Investment, parte della multinazionale australiana Macquarie, di Savion, società controllata al 100% da Tradewind, che dispone di una piattaforma di sviluppo di progetti solari e di storage da 6 GW, e a Xcel della società Cheyenne Ridge. Tali cessioni al 30 giugno sono da considerarsi finalizzate; l'approvazione regolamentare definitiva per la cessione di Savion è stata ottenuta nel corso del mese di luglio 2019.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite nette.

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 27 marzo 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 27 marzo 2019
Immobili, impianti e macchinari	8	(2)	6
Attività immateriali	2	100	102
Attività per imposte differite	11	(11)	-
Altre attività non correnti	31	3	34
Crediti commerciali	3	(3)	-
Altre attività correnti	1	117	118
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4	-	4
Passività per imposte differite	-	(26)	(26)
Altre passività non correnti	(1)	-	(1)
Finanziamenti a breve termine	(87)	-	(87)
Debiti commerciali	(6)	(4)	(10)
Altre passività finanziarie correnti	(54)	25	(29)
Altre passività correnti	(3)	(2)	(5)
Attività nette acquisite	**(91)**	**197**	**106**
Costo dell'acquisizione	**6**	**25**	**31**
(di cui versati per cassa)	*6*	*25*	*31*
Avviamento/(Badwill)	97	(172)	(75)

Gli effetti contabili dell'operazione hanno comportato la rilevazione di un negative goodwill pari a 75 milioni di euro. Nel corso dell'esercizio si è in effetti chiuso, in via definitiva, il processo di allocazione del prezzo di acquisto da parte di esperti indipendenti, che hanno valorizzato, in particolare, il portafoglio progetti in corso di sviluppo tra le "attività immateriali" e quelli non più strategici, oggetto di successive cessioni, tra le "altre attività correnti".

Acquisizione di YouSave

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 ambito industriale, terziario e alla Pubblica Amministrazione con l'obiettivo di ridurre significativamente la spesa energetica attraverso un intervento congiunto sul prezzo e sulla quantità di energia consumata.

Il corrispettivo complessivo, pari a 29 milioni di euro, in base alla struttura dell'operazione è stato suddiviso come segue:

- prezzo alla data della firma dell'accordo, pari a 20 milioni di euro;
- aggiustamento prezzo definitivo pari a 9 milioni di euro.

L'acquisizione ha comportato un'uscita di cassa di 26 milioni di euro, incluso il versamento di 3 milioni di euro in un escrow account.

La quota residua pari a 3 milioni di euro rappresenta una componente differita da corrispondere al 18° mese dalla data di esecuzione, ammesso che non si verifichino i presupposti per la corresponsione dell'indennizzo da parte del venditore all'acquirente relativamente a un contenzioso pendente dinanzi al Tribunale di Bergamo.

Nella seguente tabella si riepilogano gli effetti derivanti dall'assegnazione dei fair value delle attività acquisite nette.

Milioni di euro	Valori contabili 30 aprile 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 30 aprile 2019
Attività nette acquisite	**15**	**24**	**39**
Costo dell'acquisizione	**29**	**-**	**29**
Avviamento/(Badwill)	14	(24)	(10)

Acquisizione di PayTipper

In data 14 novembre 2019 Enel X Srl ha acquisito il 55% di PayTipper, un istituto di pagamento convenzionato con una diffusa rete di punti vendita che offre alla propria clientela servizi finanziari che facilitino la vita quotidiana delle persone. Inoltre, al contratto è assegnata una put option del rimanente 45% da esercitarsi non oltre il 30 aprile 2024. La valorizzazione di tale put al 31 dicembre 2019 è pari a 17 milioni di euro. Si precisa che per tale acquisizione il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data dell'acquisizione medesima.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	**4**
Costo dell'acquisizione	**22**
(di cui versati per cassa)	*5*
Avviamento	18

Cessione di tre impianti rinnovabili in Brasile

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, pagato a Enel al closing dell'operazione, è pari all'enterprise value degli impianti e ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	603
Attività nette cedute	(565)
Oneri accessori	(4)
Riversamento riserva OCI	(41)
Minusvalenza	**(7)**

Cessione di Mercure Srl

In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l'operazione di cessione del 100% di 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 dii euro.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	168
Attività nette cedute	60
Plusvalenza	**108**

7. Dati economici e patrimoniali per area di attività

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 5 al Bilancio consolidato, a partire da settembre 2019 l'informativa settoriale è stata riformulata in modo tale da dare una vista più aderente ai processi decisionali attuati dal management che vedono prevalere le analisi per Linea di Business piuttosto che per Paese/Regione.
Al fine di garantire una piena comparabilità dei dati commentati alla luce della nuova ripartizione tra settore primario e secondario dell'informativa IFRS 8 e per la riassegnazione dei Paesi nel segmento Enel Green Power si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018. Allo stesso tempo, all'interno di ciascuna CGU sono state identificate unità operative più piccole delimitate dall'incrocio della matrice organizzativa (Linea di Business/Paese/Regione) che hanno permesso, secondo i criteri previsti dallo IAS 36, di riallocare prospetticamente l'avviamento associato a livello superiore e riportato cumulativamente al 31 dicembre 2018 nella colonna "Altro, elisioni e rettifiche".

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 area di attività del 2019 e del 2018

Risultati 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**
Ricavi e altri proventi verso terzi	30.519	7.360	20.092	19.482	967	1.901	6	80.327
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.532	373	1.697	13.062	163	80	(16.907)	-
Totale ricavi	**32.051**	**7.733**	**21.789**	**32.544**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**
Totale costi	29.980	3.143	13.511	29.186	972	1.855	(16.757)	61.890
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio 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	**(3.494)**	**3.276**	**5.277**	**2.163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6.878**
Investimenti	**851**	**4.293** (2)	**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) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2018 (1) (2) (3)

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	26.630	7.613	18.250	20.340	849	1.878	15	75.575
Ricavi e altri proventi intersettoriali	977	443	1.718	13.431	157	60	(16.786)	-
Totale ricavi	**27.607**	**8.056**	**19.968**	**33.771**	**1.006**	**1.938**	**(16.771)**	**75.575**
Totale costi	27.130	3.286	12.429	30.681	882	1.918	(16.570)	59.756
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
Ammortamenti	1.098	1.101	2.483	314	86	113	19	5.214
Impairment	158	131	337	1.000	15	15	1	1.657
Ripristini di valore	(21)	(129)	(68)	(193)	4	(5)	(8)	(420)
Risultato operativo	**(118)**	**3.505**	**4.787**	**1.958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9.900**
Investimenti	**839**	**2.784** (4)	**3.830**	**374**	**183**	**106**	**36**	**8.152**

(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 sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per area di attività.
(3) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).
(4) Il dato non include 378 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2019

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	3.219	1.726	7.649	3.838	607	676	(4.632)	13.083
Altro	1.426	1.421	1.654	543	1.098	1.283	(1.350)	6.075
Attività operative	**16.642** (1)	**38.195** (2)	**69.900** (3)	**8.165**	**2.805**	**3.163**	**(5.899)**	**132.971**
Debiti commerciali	3.383	2.192	5.411	5.028	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	**8.066**	**5.105**	**25.961** (4)	**8.239**	**868**	**2.994**	**(4.565)**	**46.668**

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2018 (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	15.448	25.971	35.026	73	344	371	10	77.243
Attività immateriali (2)	38	1.220	15.875	1.078	347	414	14.343	33.315
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	15	-	348	-	47	78	(7)	481
Crediti commerciali	4.345	1.290	7.582	4.640	282	696	(5.224)	13.611
Altro	2.483	1.042	2.424	555	113	1.726	(1.985)	6.358
Attività operative	**22.329** (3)	**29.523** (4)	**61.255** (5)	**6.346**	**1.133**	**3.285**	**7.137** (6)	**131.008**
Debiti commerciali	4.680	1.806	5.555	5.535	381	890	(5.458)	13.389
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	220	100	7.156	41	13	12	(141)	7.401
Fondi diversi	2.490	768	4.644	551	35	669	524	9.681
Altro	1.647	1.517	6.746	2.454	257	1.311	(998)	12.934
Passività operative	**9.037**	**4.191** (7)	**24.101** (8)	**8.581**	**686**	**2.882**	**(6.073)**	**43.405**

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati al 31 dicembre del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per area di attività.
(2) Le attività immateriali includono l'avviamento allocato per Paese, che nel corso del 2019, alla luce della nuova ripartizione tra settore primario e secondario dell'informativa IFRS 8, è stato riallocato per "area di attività".
(3) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 635 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 23 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) 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 31.12.2019	al 31.12.2018
Totale attività	**171.426**	**165.424**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	2.099
Derivati attivi non correnti	1.383	1.005
Altre attività finanziarie non correnti	6.006	5.769
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.587	231
Attività finanziarie correnti	4.305	5.160
Derivati attivi correnti	4.065	3.914
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.029	6.630
Attività per imposte anticipate	9.112	8.305
Crediti tributari	1.206	1.282
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	80	21
Attività di settore	**132.971**	**131.008**
Totale passività	**124.488**	**117.572**
Finanziamenti a lungo termine	54.174	48.983
Derivati passivi non correnti	2.407	2.609
Finanziamenti a breve termine	3.917	3.616
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.409	3.367
Passività finanziarie correnti	754	788
Derivati passivi correnti	3.554	4.343
Passività di imposte differite	8.314	8.650
Debiti per imposte sul reddito	209	333
Debiti tributari diversi	1.082	1.093
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	-	385
Passività di settore	**46.668**	**43.405**

Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 77.366 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Vendite energia elettrica [1]	40.045	39.278	767	2,0%
Trasporto energia elettrica	10.470	10.101	369	3,7%
Corrispettivi da gestori di rete	866	1.012	(146)	-14,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.625	1.711	(86)	-5,0%
Vendite gas	3.294	4.401	(1.107)	-25,2%
Trasporto gas	617	576	41	7,1%
Vendite di combustibili [1]	914	919	(5)	-0,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	785	714	71	9,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	749	735	14	1,9%
Vendite certificati ambientali [1]	36	36	-	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	343	390	(47)	-12,1%
Altre vendite e prestazioni	1.295	1.305	(10)	-0,8%
Totale ricavi IFRS 15	**61.039**	**61.178**	**(139)**	**-0,2%**
Ricavi da leasing operativo	24	26	(2)	-7,7%
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) [1]	10.775	13.843	(3.068)	-22,2%
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica [1]	5.519	(2.010)	7.529	-
Premi di riassicurazione	6	-	6	-
Altri ricavi diversi	3	-	3	-
TOTALE RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	**77.366**	**73.037**	**4.329**	**5,9%**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

L'incremento dei ricavi di vendita di energia (767 milioni di euro) è ascrivibile prevalentemente all'ingresso a giugno 2018 di Enel Distribuição São Paulo nel perimetro di consolidamento.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2019 a 10.470 milioni di euro, con un incremento di 369 milioni di euro. Tale incremento si riferisce prevalentemente all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo e a maggiori ricavi nella distribuzione in Italia soprattutto per la modifica regolatoria n. 654/15 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (il cosiddetto "lag regolatorio").

I ricavi per "Contributi da gestori di rete" sono pari a 866 milioni di euro, in riduzione di 146 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente soprattutto per i minori corrispettivi per la remunerazione del parco impianti di generazione in Italia.

I ricavi per "Vendite di gas" nel 2019 sono pari a 3.294 milioni di euro (4.401 milioni di euro nel 2018), con un decremento di 1.107 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento risente delle minori quantità e soprattutto dei minori prezzi medi applicati alle vendite in Spagna (1.136 milioni di euro) rispetto all'esercizio precedente.

Gli altri ricavi non IFRS 15 si incrementano di 4.468 milioni di euro per le vendite di commodity da contratti con consegna fisica e loro adeguamento al fair value anche per la parte non ancora esitata, a seguito delle riclassifiche generate dall'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 in merito al trattamento contabile previsto per i contratti su commodity con consegna fisica rientranti nello scope dell'IFRS 9.

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) relativi al 2019 ammontano complessivamente a 61.039 milioni di euro, e sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente:

Milioni di euro	2019															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa e Affari Euro-Mediterranei		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		
	2019	2018
Italia [1]	26.420	27.385
Europa		
Iberia [1]	18.265	18.379
Francia	1.259	1.006
Svizzera	217	1.039
Germania	3.746	2.297
Austria	173	155
Slovenia	40	27
Slovacchia	1	-
Romania	1.311	1.214
Grecia	73	62
Bulgaria	8	9
Belgio	26	320
Repubblica Ceca	152	113
Ungheria	418	399
Russia	897	989
Olanda	6.553	2.139
Regno Unito	726	1.685
Altri Paesi europei	(23)	113
America		
Stati Uniti	501	466
Canada	18	23
Messico [1]	233	519
Brasile	7.752	6.518
Cile	3.263	3.169
Perù	1.261	1.275
Colombia	2.243	2.242
Argentina	1.323	1.265
Altri Paesi sudamericani	169	14
Altri		
Africa	92	82
Asia	249	133
Totale	**77.366**	**73.037**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente bilancio consolidato).

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.

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	Principi 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 iniziale 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 migliore 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.

8.b Altri proventi - ***Euro 2.961 milioni***

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Contributi in conto esercizio	19	20	(1)	-5,0%
Contributi per certificati ambientali	475	664	(189)	-28,5%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	25	22	3	13,6%
Rimborsi vari	521	353	168	47,6%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	325	287	38	13,2%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	79	61	18	29,5%
Premi per continuità del servizio	32	44	(12)	-27,3%
Altri proventi	1.485	1.087	398	36,6%
Totale	**2.961**	**2.538**	**423**	**16,7%**

I "Contributi per certificati ambientali", pari a 475 milioni di euro, si riducono di 189 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per la riduzione dei contributi su Titoli di Efficienza Energetica ottenuti dalla distribuzione in Italia.

I "Rimborsi vari" si incrementano di 168 milioni di euro prevalentemente in Enel Generación Chile per l'indennizzo ottenuto dal cliente Anglo American per il recesso anticipato dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica di complessivi 160 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro riferiti alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading e 80 milioni di euro alla Linea di Business Enel Green Power.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 325 milioni di euro nel 2019, si incrementa di 38 milioni di euro e accoglie prevalentemente:

- la 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);
- 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.

Nel 2018 tale voce accoglieva prevalentemente:

- la plusvalenza per la cessione, con perdita di controllo, di otto società di progetto in Messico avvenuta a fine settembre 2018 nonché la rimisurazione al fair value per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (190 milioni di euro);
- la plusvalenza derivante dalla cessione di EF Solare Italia (65 milioni di euro);
- la plusvalenza per la cessione di alcune società della Linea di Business Enel Green Power in Uruguay (18 milioni di euro).

La voce "Altri proventi" si incrementa di 398 milioni di euro nel 2019 sostanzialmente per:

- i maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo di Edesur con le autorità locali che sana pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016 (233 milioni di euro);
- 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 ha 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.

Nel 2018, invece, tale voce includeva principalmente l'indennizzo di 128 milioni di euro relativo all'accordo di e-distribuzione per la cessione di Enel Rete Gas avvenuta nel 2009.

Nella tabella seguente è rappresentata una disaggregazione del totale "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	2019							
	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	31.744	7.173	20.599	32.042	1.011	1.946	(17.149)	77.366
Altri proventi	307	560	1.190	502	119	35	248	2.961
Totale ricavi	**32.051**	**7.733**	**21.789**	**32.544**	**1.130**	**1.981**	**(16.901)**	**80.327**
				2018 [1]				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	27.412	7.650	18.805	33.444	964	1.958	(17.196)	73.037
Altri proventi	195	406	1.163	327	42	(20)	425	2.538
Totale ricavi	**27.607**	**8.056**	**19.968**	**33.771**	**1.006**	**1.938**	**(16.771)**	**75.575**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Costi

9.a Energia elettrica, gas e acquisto combustibili - *Euro 33.755 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Energia elettrica [1]	20.449	19.802	647	3,3%
Gas [1]	10.706	14.262	(3.556)	-24,9%
Combustibile nucleare	125	118	7	5,9%
Altri combustibili	2.475	3.082	(607)	-19,7%
Totale	**33.755**	**37.264**	**(3.509)**	**-9,4%**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Gli acquisti di "Energia elettrica, gas e combustibili" nel 2019 si riducono di 3.509 milioni di euro prevalentemente per effetto delle riclassifiche attuate a seguito dell'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 con riferimento alla contabilizzazione delle transazioni non finanziarie con consegna fisica nello scope dell'IFRS 9. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 4.3 delle note al Bilancio consolidato. Tale riduzione, nella voce "Altri combustibili", accoglie anche la svalutazione di 206 milioni di euro dei magazzini combustibili associati agli impianti a carbone oggetto di impairment in Italia e Spagna.

9.b Servizi e altri materiali - *Euro 18.580 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Vettoriamenti passivi	9.879	9.754	125	1,3%
Manutenzioni e riparazioni	1.145	1.013	132	13,0%
Telefoniche e postali	181	180	1	0,6%
Servizi di comunicazione	142	129	13	10,1%
Servizi informatici	806	773	33	4,3%
Godimento beni di terzi	382	589	(207)	-35,1%
Altri servizi	3.935	4.057	(122)	-3,0%
Altri materiali [1]	2.110	1.911	199	10,4%
Totale	**18.580**	**18.406**	**174**	**0,9%**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019 , che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

I costi per servizi e altri materiali, pari a 18.580 milioni di euro nel 2019, registrano un incremento di 174 milioni di euro rispetto all'esercizio 2018. Tale incremento è da riferirsi prevalentemente alla voce "Altri materiali" che ricomprende la svalutazione dei magazzini parti di ricambio associati alle centrali a carbone oggetto di impairment in Italia e Spagna per complessivi 102 milioni di euro.

9.c Costo del personale - *Euro 4.634 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Salari e stipendi	3.240	3.157	83	2,6%
Oneri sociali	875	894	(19)	-2,1%
Trattamento di fine rapporto	103	103	-	-
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	108	113	(5)	-4,4%
Incentivi all'esodo	101	138	(37)	-26,8%
Altri costi	207	176	31	17,6%
Totale	**4.634**	**4.581**	**53**	**1,2%**

Il costo del personale dell'esercizio 2019, pari a 4.634 milioni di euro, registra un incremento di 53 milioni di euro.
L'organico del Gruppo diminuisce di 1.019 risorse, principalmente a seguito del saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni (1.094 risorse) dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, solo parzialmente compensato dalle variazioni di perimetro (+75 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla dismissione dell'impianto Mercure, parte di Enel Produzione in Italia;
- all'acquisizione della società Tradewind negli Stati Uniti;
- alla cessione dell'impianto di Reftinskaya GRES in Russia;
- all'acquisizione delle società PayTipper Network Srl, FlagPay Srl e PayTipper in Italia.

L'incremento dei "Salari e stipendi", nonostante la diminuzione dell'organico totale, riflette sostanzialmente le maggiori consistenze medie dell'esercizio 2019, dovute al consolidamento di Enel Distribuição São Paulo avvenuto solo a giugno del 2018.
Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2019 ammontano a 101 milioni di euro, in diminuzione di 37 milioni di euro, principalmente in America Latina 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, solo parzialmente compensate dall'aumento dei costi in Spagna per il piano di incentivazione *Plan de Salida*.

Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2019.

	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2019	2018	2019-2018	al 31.12.2019
Manager	1.375	1.343	32	1.357
Middle manager	11.016	10.614	402	11.329
White collar	35.066	33.906	1.160	36.280
Blue collar	20.846	20.834	12	19.287
Totale	**68.303**	**66.697**	**1.606**	**68.253**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

9.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti - *1.144 Euro milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Impairment di crediti commerciali	1.239	1.367	(128)	-9,4%
Impairment di altri crediti	116	18	98	-
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.355**	**1.385**	**(30)**	**-2,2%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(202)	(281)	79	-
Ripristini di valore di altri crediti	(9)	(8)	(1)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(211)**	**(289)**	**78**	**-**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E DI ALTRI CREDITI	**1.144**	**1.096**	**48**	**4,4%**

La voce, pari a 1.144 milioni di euro, include gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti. I minori impairment nelle società dei Mercati finali in Italia sono più che compensati dai maggiori impairment derivanti dal consolidamento di Enel Distribuição São Paulo e dai minori ripristini di impairment di Endesa Energía.

9.e Ammortamenti e altri impairment - *Euro 9.682 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Immobili, impianti e macchinari	4.481	4.132	349	8,4%
Investimenti immobiliari	3	7	(4)	-57,1%
Attività immateriali	1.266	1.075	191	17,8%
Altri impairment	4.221	272	3.949	-
Altri ripristini di valore	(289)	(131)	(158)	-
Totale	**9.682**	**5.355**	**4.327**	**80,8%**

La voce "Ammortamenti e altri impairment" nel 2019 risente essenzialmente degli impairment effettuati su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.010 milioni di euro, comprensivi dei relativi oneri di smantellamento.

Tali svalutazioni sono da attribuire sostanzialmente:

- alla più ridotta competitività di tali impianti a elevate emissioni di CO_2 rispetto alle altre tecnologie, soprattutto in Spagna e in Italia, in base alle mutate caratteristiche dello scenario di riferimento in termini di prezzi delle commodity e di maggiori oneri di compliance per le emissioni di CO_2, oltreché all'ulteriore penalizzazione, segnatamente in Italia, dovuta all'introduzione di una nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) che restringe l'ambito d'applicazione per gli impianti a più elevate emissioni di CO_2;
- agli accordi presi con il Governo cileno per dismettere anticipatamente i due impianti a carbone di Tarapacá e Bocamina I (rispettivamente entro il 31 maggio 2020 ed entro il 31 dicembre 2023), nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato nel Paese (356 milioni di euro);
- all'adeguamento di valore al fair value (per 127 milioni di euro) della centrale di Reftinskaya per effetto della classificazione della stessa tra le attività possedute per la vendita a valle dell'accordo vincolante di cessione approvato dalle parti nel corso del giugno 2019.

La variazione inoltre include la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (203 milioni di euro).

Tali impatti sono stati in parte compensati dal ripristino di impairment sugli impianti a gas in Italia per 265 milioni di euro a esito degli impairment test.

Nel 2018 tale voce includeva, in particolare, la svalutazione di alcuni asset relativi alle biomasse e al solare in Italia (94

milioni di euro), gli asset di Nuove Energie (24 milioni di euro) e gli impianti delle centrali di Augusta e Bastardo (23 milioni di euro) e della centrale di Alcúdia in Spagna (82 milioni di euro).

Tali effetti erano stati in parte compensati dal ripristino di impairment della CGU Hellas (117 milioni di euro).

9.f Altri costi operativi - *Euro 7.276 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	430	443	(13)	-2,9%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	416	607	(191)	-31,5%
Oneri per acquisto di certificati verdi	62	41	21	51,2%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	76	61	15	24,6%
Imposte e tasse	1.035	1.126	(91)	-8,1%
Risultati da contratti derivati su acquisti di commodity con consegna fisica (1)	4.583	(1.120)	5.703	-
Altri	674	(509)	1.183	-
Totale	**7.276**	**1.769**	**5.507**	**-**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente Bilancio consolidato).

Gli altri costi operativi si incrementano di 5.507 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per gli effetti delle riclassifiche dovute all'applicazione dell'"IFRIC Agenda Decision" di marzo 2019 con riferimento alla contabilizzazione delle transazioni non finanziarie con consegna fisica nello scope dell'IFRS 9. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 4.3 delle note al Bilancio consolidato.

Tale variazione è in parte compensata dai minori oneri di compliance ambientale in Italia e dalla riduzione dei tributi in Spagna per la sospensione, in base al regio decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018, dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica da fonti termiche convenzionali e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione.

9.g Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (2.355) milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Personale	(899)	(836)	(63)	-7,5%
Materiali	(980)	(852)	(128)	-15,0%
Altri	(476)	(576)	100	-17,4%
Totale	**(2.355)**	**(2.264)**	**(91)**	**-4,0%**

Gli oneri capitalizzati si incrementano di 91 milioni di euro principalmente per effetto dello sviluppo e della realizzazione di maggiori investimenti nella Linea di Business Infrastrutture e Reti in Colombia, Perù e Italia.

10. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity - *Euro (733) milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	200	93	107	-
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico [1]	1.311	3.910	(2.599)	-66,5%
Totale proventi	**1.511**	**4.003**	**(2.492)**	**-62,3%**
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(23)	(68)	45	-66,2%
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico [1]	(2.221)	(3.403)	1.182	-34,7%
Totale oneri	**(2.244)**	**(3.471)**	**1.227**	**-35,4%**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	**(733)**	**532**	**(1.265)**	**-**

(1) I dati 2018 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" di marzo 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 4.3 al presente bilancio consolidato).

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 733 milioni di euro nel 2019 (proventi netti per 532 milioni di euro nel 2018), così composti:

- proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 177 milioni di euro (proventi netti per 25 milioni di euro nel 2018);
- oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 910 milioni di euro (proventi netti 507 milioni di euro nel 2018).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

11. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro 342 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	1.120	1.142	(22)	-1,9%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	364	851	(487)	-57,2%
Totale proventi	**1.484**	**1.993**	**(509)**	**-25,5%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(538)	(408)	(130)	31,9%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(604)	(1.124)	520	-46,3%
Totale oneri	**(1.142)**	**(1.532)**	**390**	**25,5%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**342**	**461**	**(119)**	**-25,8%**

I proventi netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 342 milioni di euro nel 2019 (mentre nel 2018 si rilevavano proventi netti per 461 milioni di euro), così composto:

- proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 582 milioni di euro (proventi netti per 734 milioni di euro nel 2018) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;
- oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 240 milioni di euro (oneri netti 273 milioni di euro nel 2018).

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 46 "Derivati ed hedge accounting".

12. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (2.786) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	126	93	33	35,5%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	162	163	(1)	-0,6%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**288**	**256**	**32**	**12,5%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	**-**	**-**	**-**	**-**
Differenze positive di cambio	**915**	**910**	**5**	**0,5%**
Proventi da partecipazioni	**4**	**12**	**(8)**	**-66,7%**
Altri proventi	**1.262**	**1.190**	**72**	**6,1%**
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	**2.469**	**2.368**	**101**	**4,3%**

I proventi finanziari, pari a 2.469 milioni di euro, registrano un incremento di 101 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile prevalentemente all'aumento degli "Altri proventi" per l'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine (+179 milioni di euro). Si rimanda per maggiori dettagli alla nota 4.2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019.
Tale effetto è in parte compensato dall'adeguamento al fair value, avvenuto nel 2018, del credito finanziario di Enel Produzione a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (pari a 134 milioni di euro).

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	386	408	(22)	-5,4%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.030	1.953	77	3,9%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	183	127	56	44,1%
Totale interessi passivi	**2.599**	**2.488**	**111**	**4,5%**
Differenze negative di cambio	**1.229**	**1.378**	**(149)**	**-10,8%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**135**	**107**	**28**	**26,2%**
Attualizzazione altri fondi	**186**	**169**	**17**	**10,1%**
Oneri da partecipazioni	**2**	**1**	**1**	**-**
Altri oneri	**1.104**	**734**	**370**	**50,4%**
TOTALE ONERI FINANZIARI	**5.255**	**4.877**	**378**	**7,8%**

Gli "altri oneri finanziari", pari a 5.255 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 378 milioni di euro rispetto al 2018. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

> l'aumento degli altri oneri per 370 milioni di euro è dovuto prevalentemente ai seguenti fenomeni:
  - maggiori oneri finanziari per 252 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine. Si rimanda per maggiori dettagli alla nota 4.2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019;
  - la rilevazione nel 2018 del ripristino dell'impairment relativo al credito finanziario per la cessione del 50% di Slovak Power Holding (186 milioni di euro);

- riduzione degli oneri finanziari in relazione a un incremento degli oneri capitalizzati per 83 milioni di euro;

> l'incremento degli interessi passivi su passività finanziarie per 111 milioni di euro. Tale variazione è dovuta all'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari (77 milioni di euro) e degli oneri finanziari per l'applicazione dell'IFRS 16 (54 milioni di euro);

> il decremento delle differenze negative di cambio per 149 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro.

13. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (122) milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi da partecipazioni in società collegate	120	521	(401)	-77,0%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(242)	(172)	(70)	-40,7%
Totale	**(122)**	**349**	**(471)**	**-**

La quota di proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si decrementa, rispetto all'anno precedente, di 471 milioni di euro. Tale variazione, oltre che risentire dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, è da riferire prevalentemente all'adeguamento al fair value, effettuato nel 2018, della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (362 milioni di euro) che negli esercizi precedenti era stata a più riprese svalutata. Tale riduzione risente inoltre degli effetti derivanti dal riacquisto del controllo di 13 società da EGPNA REP che ha comportato la variazione di perimetro e la rilevazione della minusvalenza nella stessa EGPNA REP.

14. Imposte - *Euro 836 milioni*

Milioni di euro

	2019	2018	2019-2018	
Imposte correnti	2.137	2.014	123	6,1%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(132)	(150)	18	-12,0%
Totale imposte correnti	**2.005**	**1.864**	**141**	**7,6%**
Imposte differite	(567)	92	(659)	-
Imposte anticipate	(602)	(105)	(497)	-
TOTALE	**836**	**1.851**	**(1.015)**	**-54,8%**

Il minore ammontare delle imposte del 2019 rispetto all'esercizio precedente è ascrivibile, essenzialmente, al minor risultato conseguito.

In termini percentuali il carico fiscale si è decrementato, in particolare per:

> 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.

Tali effetti sono stati in parte compensati da quanto rilevato nell'esercizio precedente e di seguito riepilogato:

> maggiori imposte anticipate sulle perdite pregresse da parte di Enel Distribuição Goiás per effetto delle misure di miglioramento dell'efficienza poste in essere dal Gruppo successivamente all'acquisto (274 milioni di euro);
> minori imposte in Italia per l'iscrizione di imposte anticipate (85 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun a seguito della fusione in Enel Green Power SpA;
> riduzione delle imposte differite passive (61 milioni di euro) a seguito della riforma fiscale in Colombia che ha comportato la riduzione delle aliquote fiscali in forma progressiva dal 33% al 30%.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 22.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro

	2019		2018	
Risultato *ante* imposte	4.312		8.201	
Imposte teoriche	1.035	24,0%	1.968	24,0%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	93		(180)	
Reversal di imposte differite in Brasile	(494)		-	
Iscrizione di imposte anticipate su perdite pregresse in Brasile	-		(274)	
Iscrizione di imposte anticipate su perdite pregresse in Italia	-		(86)	
Delta effetto fiscale su plusvalenza Kino e altre partite in Messico	-		100	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(33)		(61)	
Patent Box in Italia	(50)		-	
Rivalutazione fiscale di talune attività in Argentina	(35)		-	
IRAP	235		237	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	85		147	
Totale	**836**		**1.851**	

15. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.331.854 azioni, rettificata delle azioni proprie pari a 1.549.152 del valore nominale di 1 euro (0 al 31 dicembre 2018).

	2019	2018	2019-2018	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.174	4.789	(2.615)	-54,6%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.174	4.789	(2.615)	-54,6%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.331.854	10.166.679.946	(348.092)	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,21	0,47	(0,26)	-55,3%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,21	0,47	(0,26)	-55,3%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

16. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 79.809 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relative all'esercizio 2019 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	655	9.919	158.257	503	1.401	1.077	411	6.092	178.315
Fondo ammortamento	-	5.303	94.314	345	1.095	363	264	-	101.684
Consistenza al 31.12.2018	**655**	**4.616**	**63.943**	**158**	**306**	**714**	**147**	**6.092**	**76.631**
Investimenti	3	43	1.742	33	61	7	3	6.340	8.232
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	-	-	-	-	-	1.370	-	-	1.370
Passaggi in esercizio	18	313	3.451	1	39	-	15	(3.837)	-
Differenze di cambio	(5)	31	(322)	-	(3)	9	-	(144)	(434)
Variazioni perimetro di consolidamento	9	105	834	-	2	51	2	(18)	985
Dismissioni	(6)	(13)	(66)	(2)	(3)	(64)	(1)	-	(155)
Ammortamenti	-	(189)	(3.885)	(26)	(91)	(260)	(30)	-	(4.481)
Impairment	(31)	(286)	(3.230)	(1)	(3)	-	-	(394)	(3.945)
Ripristini di valore	-	115	167	-	-	-	-	-	282
Altri movimenti	20	151	1.140	(2)	14	174	-	240	1.737
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	(90)	(310)	-	-	-	-	(13)	(413)
Totale variazioni	**8**	**180**	**(479)**	**3**	**16**	**1.287**	**(11)**	**2.174**	**3.178**
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**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.976 milioni di euro (8.747 milioni di euro al 31 dicembre 2018), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e America Latina per 4.267 milioni di euro (4.390 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.911 milioni di euro (3.806 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 18.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2019 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 8.924 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2018 di 2.394 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione solare.

Milioni di euro	**2019**	2018
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	602	400
- idroelettrici	382	504
- geotermoelettrici	145	114
- nucleare	130	156
- con fonti energetiche alternative	3.695	2.170
Totale impianti di produzione	**4.954**	**3.344**
Reti di distribuzione di energia elettrica [(1)]	3.874	3.090
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	96	96
TOTALE	**8.924**	**6.530**

(1) I valori del 2019 includono 692 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (271 milioni di euro nel 2018).

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 4.954 milioni di euro, con un incremento di 1.610 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono principalmente a impianti eolici in Nord America, Spagna, Brasile, Sudafrica

e Grecia e a impianti solari negli Stati Uniti, in Brasile e in Spagna.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 3.874 milioni di euro e risultano in incremento di 784 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e sono da riferire prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio in Italia e Brasile e alla realizzazione degli smart meter per 730 milioni di euro.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2019 si riferiscono principalmente all'acquisizione del controllo di alcune società di EGPNA REP, joint venture detenuta al 50% da EGPNA (ora ridenominata Enel North America) e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto (1.033 milioni di euro), e all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti, e di YouSave.

Gli impairment sono riferiti principalmente all'adeguamento dei valori di iscrizione di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia.
In particolare, in Cile sono stati effettuati adeguamenti di valore di due impianti anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata e, in Russia, dell'impianto a carbone di Reftinskaya in ragione della cessione.
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, comprensivo dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.527 milioni di euro.
Tali impatti sono stati in parte compensati dal ripristino di impairment sugli impianti a gas in Italia per 265 milioni di euro a esito degli impairment test.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è da riferirsi principalmente all'impianto di Reftinskaya GRES, venduto da Enel Russia a JSC Kuzbassenergo nell'ultimo trimestre 2019.

Gli "Altri movimenti" includono l'accantonamento degli oneri smantellamento e ripristino impianti in Italia e Spagna per 825 milioni di euro riferito prevalentemente agli impianti a carbone, gli effetti dello IAS 29 sugli impianti, immobili e macchinari per un valore complessivo di 462 milioni di euro, nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 159 milioni di euro (77 milioni di euro nel 2018) dettagliati nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2019	Tasso %	2018	Tasso %	2019-2018	
Enel Green Power SpA	4	1,2%	4	1,7%	-	-
Enel Green Power Brasile	16	5,8%	19	0,9%	(3)	-15,8%
Enel Green Power North America	16	0,2%	9	0,5%	7	77,8%
Enel Green Power México	36	7,0%	3	5,2%	33	-
Enel Green Power South Africa	17	6,4%	6	6,3%	11	-
Gruppo Enel Américas	14	8,3%	16	8,5%	(2)	-12,5%
Gruppo Enel Chile	12	8,0%	9	7,7%	3	33,3%
Gruppo Endesa	3	1,8%	4	1,9%	(1)	-25,0%
Gruppo Enel Green Power España	3	1,8%	-	-	3	-
Gruppo Enel Russia	5	9,1%	-	-	5	-
Gruppo Enel Green Power India	3	7,5%	-	-	3	-
Enel Produzione	9	4,8%	7	4,8%	2	28,6%
Enel Finance International	21	1,6%	-	-	21	-
Totale	**159**		**77**		**82**	**-**

Al 31 dicembre 2019, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 763 milioni di euro.

17. 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.

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 31.12.2019	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2019	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2019
Enel Distribuição Rio	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	7 anni	Sì	134	800	641
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	9 anni	Sì	61	525	591
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	27 anni	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	27 anni	No	-	30	-
Celg Distribuição	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	26 anni	No	99	33	491
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	28 anni	No	-	316	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	9 anni	No	185	1.003	893
Totale							**479**	**2.714**	**2.616**

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 47 "Attività misurate al fair value".

18. Leasing

Gli effetti al 1° gennaio 2019 per l'applicazione dell'IFRS 16 sugli impianti, immobili e macchinari ammontano a 1.370 milioni di euro. Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2019.

Milioni di euro

	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	**Totale**
Totale al 31 dicembre 2018	**10**	**36**	**518**	**150**	**714**
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	520	679	-	171	1.370
Differenza cambi	4	-	5	-	9
Ammortamento	(23)	(124)	(30)	(83)	(260)
Altri movimenti	34	10	(5)	129	168
Totale al 31 dicembre 2019	**545**	**601**	**488**	**367**	**2.001**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2018	**657**
IFRS 16 al 1° gennaio 2019	1.370
Incrementi	224
Pagamenti	(212)
Altri movimenti	(75)
Totale al 31.12.2019	**1.964**
di cui a medio lungo termine	*1.689*
di cui a breve termine	*275*

Milioni di euro	
	2019
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	260
Interessi passivi sulle passività del leasing	57
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	50
Costi relativi a leasing di attività di modesto valore (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	4
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	9
Totale	**380**

19. Investimenti immobiliari - *Euro 112 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2019 ammontano a 112 milioni di euro e presentano un decremento pari a 23 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	179
Fondo ammortamento	44
Consistenza al 31.12.2018	**135**
Ammortamenti	(3)
Impairment	(24)
Altri movimenti	4
Totale variazioni	**(23)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	157
Fondo ammortamento	45
Consistenza al 31.12.2019	**112**

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 Enel Italia.
Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda ai paragrafi 47 "Attività misurate al fair value" e 47.1 "Attività con indicazione del fair value".

20. Attività immateriali - *Euro 19.089 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2019 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	42	2.352	15.246	6.899	3.294	-	985	986	29.804
Fondo ammortamento	19	1.987	1.705	4.119	2.479	-	-	481	10.790
Consistenza al 31.12.2018	**23**	**365**	**13.541**	**2.780**	**815**	**-**	**985**	**505**	**19.014**
Investimenti	1	120	1	-	46	-	562	293	1.023
Passaggi in esercizio	12	306	6	-	255	-	(579)	-	-
Differenze di cambio	-	(4)	(104)	(45)	(2)	-	(18)	-	(173)
Variazioni perimetro di consolidamento	4	1	1	-	50	7	144	-	207
Dismissioni	-	-	-	(14)	-	-	(1)	1	(14)
Ammortamenti	(4)	(226)	(206)	(373)	(283)	-	-	(187)	(1.279)
Impairment	-	(2)	(1)	-	(82)	-	(3)	(1)	(89)
Ripristini di valore	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Altri movimenti	(13)	22	4	269	146	-	(18)	(2)	408
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Totale variazioni	**-**	**217**	**(295)**	**(163)**	**130**	**7**	**75**	**104**	**75**
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**

Nel corso dell'esercizio 2019 le attività immateriali hanno registrato un incremento netto di 75 milioni di euro. Gli incrementi sono riconducibili prevalentemente alla capitalizzazione dei nuovi investimenti del Gruppo in iniziative di digital transformation e ad alcune operazioni di acquisizione di attività industriali a elevato grado di innovazione.

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l'acquisizione di software applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo sviluppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L'incremento registrato nel 2019 (+59%) è dovuto principalmente agli investimenti del Gruppo in iniziative di digital transformation. Tra questi, particolare menzione merita il progetto "Digitaly" (55,5 milioni di euro), rivolto a introdurre tecnologie e applicativi digitali, che ha consentito di semplificare il modello organizzativo e di ridisegnare alcuni processi e modelli operativi chiave, incrementandone l'efficacia e l'efficienza complessive.

La voce accoglie anche il valore dei brevetti, per la sola quota rilevabile secondo le disposizioni dei princípi contabili internazionali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione.

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.

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 2019.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2019	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	-	1.469	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.433	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	638	548
E-Distribuţie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	34 anni	Sì	131	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.218 milioni di euro (9.271 milioni di euro al 31 dicembre 2018), riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.469 milioni di euro), Cile (1.433 milioni di euro) e Perù (638 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 esclusivamente riferita alla variazione del tasso di cambio. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 17.

Le "Altre" attività immateriali sono costituite prevalentemente dagli investimenti in applicativi digitali per i quali non è previsto titolo di proprietà o di licenza d'uso, oltre alle customer list acquisite esternamente e ad altre attività immateriali di diversa natura.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2019 si riferiscono principalmente alle società acquisite in Nord America da EGPNA REP.

Gli "Impairment" ammontano nel 2019 a 89 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 9.e.

Gli "Altri movimenti" includono la riclassifica di accordi per servizi pubblici in concessione ("public-to-private" in fase di costruzione) ad attività derivanti da contratti con i clienti non correnti in Brasile a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15.

21. Avviamento - *Euro 14.241 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2018			Variaz. perim.	Differ. cambio	Impairment	Offsetting costo storico con fondo impairment	Altri movimenti	al 31.12.2019		
	Costo storico	Impairment cumulati	**Valore netto**						**Costo storico**	**Impairment cumulati**	**Valore netto**
Iberia [1]	11.177	(2.392)	8.785	-	-	-	-	-	11.177	(2.392)	**8.785**
Cile	1.209	-	1.209	-	-	-	-	-	1.209	-	**1.209**
Argentina	276	-	276	-	-	-	-	-	276	-	**276**
Perù	561	-	561	-	-	-	-	-	561	-	**561**
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	**530**
Brasile	1.420	-	1.420	-	(9)	-	-	-	1.411	-	**1.411**
America Centrale	54	-	54	(13)	1	-	-	-	42	-	**42**
Enel Green Power North America	106	(11)	95	-	2	(27)	38	-	70	-	**70**
Enel X North America	328	-	328	-	7	-	-	-	335	-	**335**
PayTipper [2]	-	-	-	19	-	-	-	-	19	-	**19**
Mercato Italia [3]	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	**579**
Enel Green Power Italia	23	(3)	20	-	-	-	3	-	20	-	**20**
Romania [4]	426	(13)	413	-	(10)	-	-	(2)	414	(13)	**401**
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
Totale	**16.692**	**(2.419)**	**14.273**	**6**	**(9)**	**(27)**	**41**	**(2)**	**16.646**	**(2.405)**	**14.241**

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.
(2) Il valore può essere soggetto a variazione in seguito della finalizzazione del processo di allocazione del prezzo di acquisto. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 6.
(3) Include Enel Energia.
(4) Include E-Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

Il decremento di 32 milioni di euro dell'avviamento è attribuibile maggiormente alla voce "Impairment" pari a 27 milioni di euro, che si riferisce alla svalutazione dell'impianto eolico di Padoma Wind Power, società del Gruppo Enel Green Power North America.

Le "Differenze cambio" sono dovute principalmente a un cambio sfavorevole in Romania e Brasile, parzialmente compensato dagli effetti positivi del dollaro statunitense.

I criteri adottati per l'identificazione delle Cash Generating Unit (CGU) 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 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.
Nonostante non siano state modificate le CGU rispetto allo scorso esercizio, nell'esercizio corrente i test di impairment sono stati effettuati a livello di segmento operativo interno alla CGU risultante dall'incrocio tra Linee di Business e Paesi/Regioni.
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 25 novembre 2019, 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 inte-

Matrice avviamento

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro	Totale
Italia	**-**	**20**	**-**	**579**	**19**	**-**	**-**	**618**
Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Enel Energia	-	-	-	579	-	-	-	579
Altro	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	**-**	**1.190**	**5.788**	**1.807**	**-**	**-**	**-**	**8.785**
America Latina	**44**	**1.961**	**2.005**	**-**	**-**	**35**	**(35)**	**4.010**
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brasile	-	397	1.014	-	-	-	-	1.411
Cile	-	996	213	-	-	-	-	1.209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perù	43	198	320	-	-	-	-	561
Panama	-	23	-	-	-	-	-	23
Europa e Affari Euro-Mediterranei	**3**	**-**	**342**	**59**	**-**	**-**	**-**	**404**
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Altri Paesi	3	-	-	-	-	-	-	3
Nord America	**-**	**89**	**-**	**-**	**335**	**-**	**-**	**424**
Stati Uniti e Canada	-	70	-	-	335	-	-	405
Messico	-	19	-	-	-	-	-	19
Totale	**47**	**3.260**	**8.135**	**2.445**	**354**	**35**	**(35)**	**14.241**

resse 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 cinque 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 (G&T). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato è pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.
Il 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 viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2019				
Iberia [4]	8.785	1,80%	4,59%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/9 anni G&T
Cile	1.209	2,07%	7,41%	5 anni	Perpetuità/25 anni EGP/9 anni G&T
Argentina	276	6,36%	21,84%	5 anni	Perpetuità/1 anno G&T/4 anni LH
Perù	561	2,39%	7,46%	5 anni	Perpetuità/23 anni EGP/9 anni G&T
Colombia	530	2,97%	9,01%	5 anni	Perpetuità/27 anni EGP/16 anni G&T
Brasile	1.411	3,61%	10,64%	5 anni	Perpetuità/26 anni EGP/7 anni G&T
America Centrale	42	2,01%	9,68%	5 anni	22 anni
Enel Green Power North America	70	2,01%	6,58%	5 anni	24 anni
Enel X North America	335	2,01%	10,89%	5 anni	Perpetuità
Mercato Italia [5]	579	0,48%	10,23%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Italia	20	1,03%	6,15%	5 anni	Perpetuità/25 anni
Romania [6]	401	2,00%	7,27%	5 anni	Perpetuità/17 anni
PayTipper SpA	19	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Tynemouth Energy	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(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) Include Endesa ed Enel Green Power España.
(5) Include Enel Energia.
(6) Include E-Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
		al 31.12.2018		
8.785	1,61%	6,88%	5 anni	Perpetuità/24 anni
1.209	2,63%	7,53%	5 anni	Perpetuità/25 anni
276	7,14%	20,07%	5 anni	Perpetuità
561	3,38%	6,82%	5 anni	Perpetuità/26 anni
530	2,97%	9,30%	5 anni	Perpetuità/28 anni
1.420	4,00%	9,46%	5 anni	Perpetuità/26 anni
54	1,46%	8,98%	5 anni	24 anni
95	2,27%	6,83%	5 anni	25 anni
328	2,27%	10,31%	5 anni	Perpetuità
579	0,73%	10,98%	5 anni	15 anni
20	0,99%	6,65%	5 anni	Perpetuità/23 anni
413	2,37%	6,78%	5 anni	Perpetuità/18 anni
n.a	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Al 31 dicembre 2019 dagli impairment test effettuati sulle CGU e sul livello di segmento operativo interno alla CGU risultante dall'incrocio tra Linee di business e Paesi/Regioni sui quali risultava allocato un avviamento non sono emerse perdite di valore.

22. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 9.112 milioni ed euro 8.314 milioni*

Nel 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 31.12.2018	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 31.12.2019
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.669	726	(11)	(3)	(1)	(7)	-	2.372
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.726	(119)	(1)	-	(29)	126	-	1.702
- perdite fiscalmente riportabili	508	56	-	-	(5)	(57)	-	502
- valutazione strumenti finanziari	801	37	(60)	-	1	7	-	786
- benefici al personale	869	6	209	-	(10)	12	-	1.086
- altre partite	2.732	(104)	1	1	(1)	35	-	2.664
Totale	**8.305**	**602**	**138**	**(2)**	**(45)**	**116**	**-**	**9.112**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.638	(623)	(3)	89	(90)	82	-	6.093
- valutazione strumenti finanziari	403	41	36	-	1	-	-	481
- altre partite	1.609	15	8	9	(16)	115	-	1.740
Totale	**8.650**	**(567)**	**41**	**98**	**(105)**	**197**	**-**	**8.314**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**4.743**
Passività per imposte differite non compensabili	**3.054**
Passività per imposte differite nette compensabili	**891**

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2019, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 9.112 milioni di euro (8.305 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Le imposte anticipate nel corso dell'anno si incrementano di 809 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della fiscalità rilevata a fronte della svalutazione degli impianti a carbone in Italia e Spagna effettuate nel corso del 2019.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate (per 279 milioni di euro) su perdite fiscali pregresse pari a 965 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 8.314 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (8.650 milioni di euro al 31 dicembre 2018), 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 336 milioni di euro, in particolare per effetto del 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), che ha annullato le differenze tra le basi fiscali e contabili delle attività nette esistenti al momento dell'acquisto di Enel Distribuição São Paulo. Tale decremento è stato in parte compensato dagli effetti dell'iperinflazione.

23. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 1.682 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 31.12.2018	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2019	Quota %
Società a controllo congiunto									
Slovak Power Holding	497	50,0%	(14)	-	-	-	21	504	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	459	50,0%	(76)	(178)	-	(84)	16	137	20,0%
OpEn Fiber	394	50,0%	(58)	-	-	-	48	384	50,0%
Zacapa Topco Sàrl	147	21,4%	(7)	(5)	-	-	(5)	130	20,6%
Società progetto "Kino"	79	20,0%	(21)	-	-	-	2	60	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	72	43,8%	(7)	-	(6)	-	(1)	58	43,8%
Rocky Caney Holding	43	20,0%	4	-	-	-	(1)	46	20,0%
Drift Sand Wind Project	36	50,0%	3	-	-	-	(3)	36	50,0%
Front Marítim del Besòs	37	61,4%	-	-	-	-	-	37	61,4%
Enel Green Power Bungala	40	50,0%	3	-	-	-	(43)	-	51,0%
Rusenergosbyt	35	49,5%	44	-	(41)	-	2	40	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	27	32,0%	2	-	(3)	-	-	26	32,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-	(5)	-	(1)	7	50,0%
PowerCrop	-	50,0%	(9)	-	-	-	9	-	50,0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	51,0%	-	-	-	-	-	-	51,0%
Nuclenor	-	50,0%	-	-	-	-	-	-	50,0%
Società collegate									
CESI	57	42,7%	7	-	-	-	(3)	61	42,7%
Tecnatom	29	45,0%	1	-	-	-	-	30	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33,5%	4	-	(3)	-	-	11	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	11	37,5%	-	-	(2)	-	-	9	37,5%
Cogenio Srl	8	20,0%	1	-	-	-	2	11	20,0%
Altre minori	106		-	-	(15)	-	4	95	
Totale	**2.099**		**(122)**	**(183)**	**(75)**	**(84)**	**47**	**1.682**	

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'operazione di riacquisto da parte di EGPNA (ora ridenominata Enel North America) di 13 società titolari di sette impianti operativi nel business delle rinnovabili dalla propria partecipata in joint venture, EGPNA REP.

Le variazioni di perimetro fanno, quindi, riferimento prevalentemente all'operazione sopracitata, alla successiva cessione, da parte di EGPNA (ora ridenominata Enel North America), del 30% della partecipazione nella joint venture EGPNA REP che detiene talune società per lo sviluppo di progetti eolici (operazione Athena – che ha comportato una minusvalenza di 25 milioni di euro) e alla riduzione della partecipazione detenuta nella società veicolo Zacapa Topco Sàrl nella quale confluisce il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina.

La riclassifica ad attività possedute per la vendita per 84 milioni di euro fa riferimento alla partecipazione detenuta da EGPNA REP Holding LLC nelle società di progetto che svilluppano progetti idroelettrici.

Negli "Altri movimenti" si riportano *pro quota*, prevalentemente, i movimenti delle riserve OCI o altri movimenti rilevati direttamente a equity. In particolare, i 21 milioni di euro di Slovak Power Holding si riferiscono ai movimenti OCI sui derivati di cash flow hedge, mentre i 48 milioni di euro di OpEn Fiber sono riconducibili a un incremento delle riserve per futuro aumento di capitale da parte dei soci (per 66 milioni di euro) e riserve OCI per derivati di cash flow hedge (-18 milioni di euro). L'impatto negativo di 43 milioni di euro registrato dalle società australiane Enel Green Power Bungala fa riferimento all'adeguamento al fair value dei contratti PPA siglati con i clienti.

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	10.182	9.295	702	922	10.884	10.217
OpEn Fiber	3.070	2.084	421	313	3.491	2.397
Zacapa Topco Sàrl	1.376	1.343	99	81	1.475	1.424
Rusenergosbyt	3	3	144	116	147	119
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	146	203	132	163	278	366
Energie Electrique de Tahaddart	77	91	20	11	97	102
Società collegate						
CESI	198	75	13	68	211	143
Tecnatom	62	51	64	67	126	118
Suministradora Eléctrica de Cádiz	19	6	66	70	85	76
Compañía Eólica Tierras Altas	4	6	23	27	27	33

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
6.385	5.643	755	981	7.140	6.624	3.744	3.593
1.894	1.043	828	565	2.722	1.608	769	789
753	669	73	65	826	734	649	690
-	-	131	112	131	112	16	7
25	72	85	126	110	198	168	168
6	8	8	9	14	17	83	85
21	13	-	55	21	68	190	75
35	29	24	24	59	53	67	65
33	26	20	21	53	47	32	29
2	3	2	2	4	5	23	28

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Società a controllo congiunto						
Slovak Power Holding	2.600	2.587	172	205	131	103
OpEn Fiber	186	114	(157)	(162)	(117)	(127)
Zacapa Topco Sàrl	208	91	(22)	(21)	(32)	(25)
Rusenergosbyt	2.548	2.378	111	88	89	70
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	145	234	21	30	14	21
Energie Electrique de Tahaddart	37	35	9	7	6	5
Società collegate						
CESI	111	114	9	11	6	7
Tecnatom	104	97	2	-	2	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	18	10	11	6	11	6
Compañía Eólica Tierras Altas	12	12	2	4	1	3

24. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Contratti derivati attivi	1.383	1.005	4.065	3.914
Contratti derivati passivi	2.407	2.609	3.554	4.343

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 46 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

25. Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Attività derivanti da contratti con i clienti	487	346	166	135
Passività derivanti da contratti con i clienti	6.301	6.306	1.328	1.095

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti 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 (479 milioni di euro). In effetti tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non ha 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 esercizio. Si precisa che il valore al 31 dicembre 2019 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 692 milioni di euro.

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (140 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Il valore al 31 dicembre 2019 delle passività derivanti da contratti con i clienti non correnti è da attribuire principalmente alla distribuzione in Italia (3.520 milioni di euro), Spagna (2.364 milioni di euro) e Romania (411 milioni di euro).

Le passività derivanti da contratti con i clienti correnti accolgono le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 793 milioni di euro rilevate in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (504 milioni di euro).

26. Altre attività finanziarie non correnti - *Euro 6.006 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	72	63	9	14,3%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.1)	3.185	3.272	(87)	-2,7%
Accordi per servizi in concessione	2.702	2.415	287	11,9%
Risconti attivi finanziari non correnti	47	19	28	-
Totale	**6.006**	**5.769**	**237**	**4,1%**

La variazione delle "Altre attività finanziarie non correnti" risente in particolar modo del più alto valore degli "Accordi per servizi in concessione", registrati soprattutto in Brasile e che si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value":

Milioni di euro

	al 31.12.2019	Quota %	al 31.12.2018	Quota %	2019-2018
Galsi	14	17,6%	14	17,6%	-
Empresa Propietaria de la Red SA	17	11,1%	17	11,1%	-
European Energy Exchange	8	2,2%	8	2,2%	-
Athonet Srl	7	16,0%	7	16,0%	-
Korea Line Corporation	2	0,3%	2	0,3%	-
Hubject GmbH	10	12,5%	-	-	10
Altre	14		15		(1)
Totale	**72**		**63**		**9**

26.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto - *Euro 3.185 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Titoli al FVOCI	416	360	56	15,6%
Crediti finanziari diversi	2.769	2.912	(143)	-4,9%
Totale	**3.185**	**3.272**	**(87)**	**-2,7%**

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 96 milioni di euro, alla riclassifica da crediti finanziari a medio e lungo termine a crediti finanziari e titoli a breve termine del credito di e-distribuzione verso CSEA (55 milioni di euro) e del credito (41 milioni di euro) relativo al rimborso degli oneri straordinari sostenuti dai distributori per il programma di dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici sostituiti con quelli elettronici;
- per 220 milioni di euro, al decremento del credito finanziario che nel 2018 era stato registrato da Enel North America verso EGPNA Preferred Wind Holdings. Tale prestito è stato rimborsato con il riacquisto di EGPNA REP;
- all'aumento di 106 milioni di euro del credito di Enel Finance International verso Slovak Power Holding.

27. Altre attività non correnti - *Euro 2.701 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	232	200	32	16,0%
Altri crediti	2.469	1.072	1.397	-
Totale	**2.701**	**1.272**	**1.429**	**-**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" sono sostanzialmente immutati rispetto al precedente esercizio.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2019 include principalmente crediti tributari per 1.587 milioni di euro (231 milioni di euro al 31 dicembre 2018), depositi cauzionali per 418 milioni di euro (307 milioni di euro a fine 2018) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 37 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2018).
La variazione dell'anno risente prevalentemente dei crediti tributari registrati da Enel Distribuição São Paulo ed Enel Distribuição Ceará e riconducibili al contenzioso PIS/COFIN in Brasile.
Il PIS (Programma di Integrazione Sociale) e il COFINS (Contribuzione al Finanziamento della sicurezza Sociale) sono contributi federali che pagano le società in Brasile e che hanno come obiettivo quello di finanziare programmi per gli impiegati, la sanità pubblica, l'assistenza sociale, la sicurezza sociale attraverso l'applicazione di aliquote ai ricavi lordi di ciascuna società. L'ICMS (l'imposta sulla circolazione di beni e servizi) è assimilabile all'IVA ed è applicata sulle vendite di beni e servizi e telecomunicazioni e trasporti.
Le società di distribuzione dell'energia elettrica in Brasile promossero azioni legali distinte nei confronti del Governo brasiliano contro l'applicazione del PIS/COFINS per la quota calcolata sul tributo dell'ICMS.
Tra queste società sono ricomprese Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Goiás, Enel Distribuição Rio.
L'autorità giudiziaria brasiliana ha in ultima istanza confermato la tesi, sostenuta dalle imprese, secondo la quale l'ulteriore tributo ICMS non dev'essere incluso nella base imponibile del PIS e del COFINS. Nonostante tale pronunciamento il Governo Federale ha presentato ricorso in appello.
Nel corso del 2019 è stata notificata a Enel Distribuição São Paulo ed Enel Distribuição Ceará la sentenza che riconosce la piena deducibilità dell'ICMS ai fini dell'applicazione del calcolo del PIS e del COFINS per i periodi compresi tra dicembre 2013 e dicembre 2014 per Enel Distribuição São Paulo e da maggio 2001 in poi per Enel Distribuição Ceará.

28. Rimanenze - *Euro 2.531 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	857	1.260	(403)	-32,0%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.493	1.345	148	11,0%
Totale	**2.350**	**2.605**	**(255)**	**-9,8%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	96	119	(23)	-19,3%
- certificati verdi	12	16	(4)	-25,0%
- certificati di efficienza energetica	1	-	1	-
Totale	**109**	**135**	**(26)**	**-19,3%**
Immobili destinati alla vendita	54	57	(3)	-5,3%
Acconti	18	21	(3)	-14,3%
TOTALE	**2.531**	**2.818**	**(287)**	**-10,2%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di trading.

Nel corso dell'esercizio la riduzione complessiva delle rimanenze (287 milioni di euro) è da ricondurre principalmente alle svalutazioni dei magazzini combustibili, materiali e parti di ricambio (per 308 milioni di euro) associati agli impianti a carbone oggetto di impairment in Italia e Spagna.

29. Crediti commerciali - *Euro 13.083 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.532	8.556	(24)	-0,3%
- distribuzione e vendita di gas	1.284	1.145	139	12,1%
- altre attività	3.014	3.687	(673)	-18,3%
Totale crediti verso clienti	**12.830**	**13.388**	**(558)**	**-4,2%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	253	199	54	27,1%
TOTALE	**13.083**	**13.587**	**(504)**	**-3,7%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.980 milioni di euro, a fronte di un saldo di 2.828 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente. Nello specifico la riduzione del periodo è prevalentemente riconducibile ai minori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia, alle maggiori svalutazioni effettuate nonché alle dinamiche legate alla normale evoluzione del ciclo attivo.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 43 "Strumenti finanziari".

30. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 4.305 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 30.1)	4.158	5.003	(845)	-16,9%
Altre	147	157	(10)	-6,4%
Totale	**4.305**	**5.160**	**(855)**	**-16,6%**

30.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto - *Euro 4.158 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.585	1.522	63	4,1%
Titoli al FVOCI	61	72	(11)	-15,3%
Crediti finanziari e cash collateral	2.153	2.559	(406)	-15,9%
Altre	359	850	(491)	-57,8%
Totale	**4.158**	**5.003**	**(845)**	**-16,9%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile:

- alla riduzione di 406 milioni di euro dei crediti finanziari e cash collateral a seguito della flessione dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati Over The Counter su tassi e cambi;
- al decremento della voce residuale "Altre" soprattutto per il rimborso del credito finanziario registrato nel 2018 da Enel Finance International nei confronti delle società rinnovabili in Messico, consolidate con il metodo del patrimonio netto.

31. Altre attività correnti - *Euro 3.115 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	732	745	(13)	-1,7%
Anticipi a fornitori	314	299	15	5,0%
Crediti verso il personale	28	30	(2)	-6,7%
Crediti verso altri	1.084	1.139	(55)	-4,8%
Crediti tributari diversi	797	622	175	28,1%
Ratei e risconti attivi operativi	160	148	12	8,1%
Totale	**3.115**	**2.983**	**132**	**4,4%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 450 milioni di euro (526 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e al sistema Spagna per 254 milioni di euro (185 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

L'aumento dei crediti tributari diversi per 175 milioni di euro è riconducibile principalmente a una riclassifica a breve termine dei crediti tributari vantati da Enel Distribuição São Paulo.

I "Crediti verso altri" si riducono prevalentemente per l'incasso del credito derivante dalla cessione dello scorso anno delle otto società rinnovabili in Messico. Tale effetto è in parte compensato dalla rilevazione di contingent asset a seguito della cessione di alcune società in Nord America.

32. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 9.029 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 72 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Depositi bancari e postali	7.910	5.531	2.379	43,0%
Denaro e valori in cassa	87	328	(241)	-73,5%
Altri investimenti di liquidità	1.032	771	261	33,9%
Totale	**9.029**	**6.630**	**2.399**	**36,2%**

33. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - *Euro 101 milioni ed euro 3 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2019 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2019
Immobili, impianti e macchinari	611	413	(879)	(124)	(7)	14
Attività immateriali	5	13	(7)	(6)	2	7
Avviamento	23	-	(23)	-	-	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	80	-	-	-	80
Altre attività non correnti	1	-	(1)	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	-	(33)	-	12	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	27	-	(22)	-	(5)	-
Totale	**688**	**506**	**(965)**	**(130)**	**2**	**101**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2019 nel seguente modo:

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	99	(100)	1	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	1	(2)	1	-
Altre passività non correnti	5	(2)	-	3
Finanziamenti a breve termine	284	-	(284)	-
Altre passività finanziarie correnti	2	(1)	(1)	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	16	(11)	(5)	-
Totale	**407**	**(116)**	**(288)**	**3**

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2019 ammontano, quindi, rispettivamente a 101 milioni di euro e 3 milioni di euro e fanno riferimento principalmente al valore di alcune partecipazioni idroelettriche valutate con il metodo del patrimonio netto detenute da EGPNA (ora Enel North America) e all'impianto colombiano di Rionegro, che,

a seguito delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.
La variazione di periodo riguarda sostanzialmente la cessione di alcune società rinnovabili brasiliane precedentemente classificate come disponibili per la vendita e l'impianto di Reftinskaya GRES, classificato in tale voce nel corso del 2019 e venduto nel corso del quarto trimestre 2019.

34. Patrimonio netto totale - *Euro 46.938 milioni*

34.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 30.377 milioni*

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2019 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 2018.
Al 31 dicembre 2019, 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) e Capital Research and Management Company (con il 5,029% del capitale sociale, posseduto direttamente alla data dell'11 ottobre 2019 a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie - *Euro (1) milione*

Alla data del 31 dicembre 2019 le azioni proprie sono rappresentate da n. 1.549.152 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro, acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 10 milioni di euro.
In data 16 maggio 2019 l'Assemblea degli azionisti ha deliberato di approvare il Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 ("Piano LTI 2019" o "Piano") destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, conferendo al Consiglio di Amministrazione tutti i poteri occorrenti alla concreta attuazione del Piano.
Nella medesima data l'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione a procedere, nel rispetto dei termini dalla stessa stabiliti, all'acquisto di azioni proprie, per perseguire, tra l'altro, le finalità del Piano LTI 2019.
In data 19 settembre il Consiglio di Amministrazione della Società, in attuazione dell'autorizzazione conferita e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni (il "Programma"), equivalenti a circa lo 0,02% del capitale sociale di Enel.
La Società ha acquistato nel periodo di durata del programma di acquisto stesso (23 settembre 2019 - 2 dicembre 2019) n. 1.549.152 azioni Enel al prezzo medio ponderato di 6,7779 euro per azione.

Altre riserve - *Euro 1.130 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.487 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva 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 2.262 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 (3.802) milioni*

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 485 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate e alla variazione di perimetro dovuta all'acquisto del 5,74% di Enel Américas.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - *Euro (1.610) 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 431 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging - *Euro (147) 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 6 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI - *Euro 21 milioni*

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.
L'importo dell'effetto fiscale cumulato è negativo per 3 milioni di euro.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (119) 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 25 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefíci definiti - *Euro (1.043) 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. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 244 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 Renewables 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 2019.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest - *Euro (1.572) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina e in Italia (Enel Green Power SpA).
La variazione del periodo si riferisce principalmente agli effetti:

- dell'incremento dell'interessenza del 5,74% di Enel Américas in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario, portando la quota di partecipazione al 59,97%;
- dell'incremento dell'interessenza del 4,1% di Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA;
- dell'incremento dell'interessenza dello 0,11% di Enel Chile in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario;
- dell'incremento di una quota pari al 23,44% di Enel Green Power India, portando la quota di partecipazione al 100%.

Utili e perdite accumulati - *Euro 19.081 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 perditi rilevate negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2018			Variazioni						al 31.12.2019		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(6.709)**	*(3.206)*	*(3.503)*	(481)	-	-	**(481)**	*(265)*	*(216)*	**(7.190)**	*(3.471)*	*(3.719)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(2.007)**	*(1.721)*	*(286)*	(2.036)	2.141	(66)	**39**	*94*	*(55)*	**(1.968)**	*(1.627)*	*(341)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(265)**	*(258)*	*(7)*	150	(36)	6	**120**	*111*	*9*	**(145)**	*(147)*	*2*
Riserve da valutazione di strumenti finanziari FVOCI	**(4)**	*(3)*	*(1)*	7	-	(2)	**5**	*5*	-	**1**	*2*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(109)**	*(112)*	*3*	(60)	-	3	**(57)**	*(56)*	*(1)*	**(166)**	*(168)*	*2*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(11)**	*(11)*	-	-	-	-	**-**	-	-	**(11)**	*(11)*	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	**(973)**	*(727)*	*(246)*	(702)	-	200	**(502)**	*(318)*	*(184)*	**(1.475)**	*(1.045)*	*(430)*
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(10.078)**	***(6.038)***	***(4.040)***	**(3.122)**	**2.105**	**141**	**(876)**	***(429)***	***(447)***	**(10.954)**	***(6.467)***	***(4.487)***

34.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	**Dividendo per azione (euro)**
Dividendi pagati nel 2018		
Dividendi relativi al 2017	2.410	0,24
Acconto sul dividendo 2018 [(1)]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2018	**2.410**	**0,24**
Dividendi pagati nel 2019		
Dividendi relativi al 2018	2.847	0,28
Acconto sul dividendo 2019 [(2)]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2019	**2.847**	**0,28**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2018 e messo in pagamento a decorrere dal 23 gennaio 2019 (acconto dividendo per azione 0,14 euro per complessivi 1.423 milioni di euro).

(2) Deliberato dal Consiglio 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).

Il dividendo dell'esercizio 2019 è pari a euro 0,328 per azione per un ammontare complessivo di 3.334 milioni di euro (di cui 0,16 euro per azione, per complessivi 1.626 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto) ed è stato proposto e deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 in unica convocazione. Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2019, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2019, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019 per un importo massimo potenziale di 1.627 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2020 al netto della quota spettante alle n. 1.549.152 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 21 gennaio 2020.

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 2019.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2019 e 2018 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Posizione finanziaria non corrente	54.174	48.983	5.191
Posizione finanziaria corrente netta	(5.815)	(4.622)	(1.193)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(3.184)	(3.272)	88
Indebitamento finanziario netto	**45.175**	**41.089**	**4.086**
Patrimonio netto di Gruppo	30.377	31.720	(1.343)
Interessenze di terzi	16.561	16.132	429
Patrimonio netto	**46.938**	**47.852**	**(914)**
Indice debt/equity	**0,96**	**0,86**	**-**

L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile all'aumento dell'indebitamento finanziario netto riconducibile principalmente al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, all'iscrizione di un debito finanziario a seguito della prima applicazione del principio IFRS 16 e all'acquisizione del controllo di alcune società dalla joint venture EGPNA REP.

Si rinvia alla nota 41 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

34.3 Interessenze di terzi - *Euro 16.561 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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Italia	1	7	(2)	-
Iberia	5.961	6.405	36	386
America Latina	9.277	8.406	1.256	1.095
Europa e Affari Euro-Mediterranei	903	908	6	68
Nord America	222	181	(1)	4
Africa, Asia e Oceania	197	225	7	8
Totale	**16.561**	**16.132**	**1.302**	**1.561**

Si segnala, infine, che con decorrenza settembre 2019 l'America Latina include anche i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua che in precedenza erano riportati nell'area geografica Nord e Centro America (ora ridenominata Nord America).

Al fine di garantire una piena comparabilità dei dati commentati alla luce della nuova ripartizione si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018.

35. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	54.174	48.983	3.409	3.367
Finanziamenti a breve termine	-	-	3.917	3.616
Totale	**54.174**	**48.983**	**7.326**	**6.983**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 43 "Strumenti finanziari".

36. Benefíci ai dipendenti - *Euro 3.771 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

- la voce "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefíci pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefíci definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico ante modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefíci definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefíci definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
- la voce "Sconto energia" accoglie benefíci relativi alla fornitura di energia elettrica 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 benefíci" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefíci definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefíci a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2019				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	**Totale**
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	**5.072**	**767**	**253**	**231**	**6.323**
Costo normale	20	4	4	32	**60**
Oneri finanziari	335	15	10	5	**365**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	(16)	-	1	-	**(15)**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	701	91	15	8	**815**
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	94	55	(4)	13	**158**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(8)	-	-	2	**(6)**
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-	-	-	**-**
(Utili)/Perdite su cambi	(84)	-	(2)	1	**(85)**
Contributi versati dalla Società	-	-	-	-	**-**
Contributi versati dal dipendente	2	-	-	-	**2**
Erogazioni	(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**
Altri movimenti	6	3	-	(5)	**4**
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	**-**
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**5.691**	**904**	**263**	**242**	**7.100**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**3.160**	**-**	**-**	**-**	**3.160**
Proventi finanziari	235	-	-	-	**235**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	272	-	-	-	**272**
(Utili)/Perdite su cambi	(50)	-	-	-	**(50)**
Contributi versati dalla Società	186	31	14	16	**247**
Contributi versati dal dipendente	2	-	-	-	**2**
Erogazioni	(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**
Altri pagamenti	-	-	-	-	**-**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**3.374**	**-**	**-**	**-**	**3.374**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**
Proventi finanziari	2	-	-	-	**2**
Cambi nell'asset ceiling	20	-	-	-	**20**
(Utili)/Perdite su cambi	(1)	-	-	-	**(1)**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**2.362**	**904**	**263**	**242**	**3.771**

2018				
Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	**Totale**
2.413	**739**	**253**	**254**	**3.659**
16	4	5	36	**61**
247	14	10	5	**276**
(2)	-	-	-	**(2)**
213	(10)	4	(5)	**202**
21	48	2	7	**78**
(1)	-	-	7	**6**
-	-	-	-	**-**
(114)	(1)	(9)	(6)	**(130)**
-	-	-	-	**-**
2	-	-	-	**2**
(370)	(30)	(12)	(65)	**(477)**
2.647	3	-	(2)	**2.648**
-	-	-	-	**-**
5.072	**767**	**253**	**231**	**6.323**
1.317	**-**	**-**	**-**	**1.317**
173	-	-	-	**173**
70	-	-	-	**70**
(82)	-	-	-	**(82)**
171	30	12	24	**237**
2	-	-	-	**2**
(370)	(30)	(12)	(24)	**(436)**
-	-	-	-	**-**
1.879	-	-	-	**1.879**
3.160	**-**	**-**	**-**	**3.160**
64	**-**	**-**	**-**	**64**
4	-	-	-	**4**
(38)	-	-	-	**(38)**
(6)	-	-	-	**(6)**
-	-	-	-	**-**
24	**-**	**-**	**-**	**24**
1.936	**767**	**253**	**231**	**3.187**

Milioni di euro

	2019	2018
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	32	39
Oneri finanziari netti	129	107
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	25	28
Altri movimenti	-	(4)
Totale	**186**	**170**

Milioni di euro

	2019	2018
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(272)	(70)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	958	282
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	20	(38)
Altri movimenti	(4)	(2)
Totale	**702**	**172**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 16 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi in aumento rispetto a quanto registrato nel corso del 2018, principalmente per effetto degli interessi dei fondi pensione presenti in Enel Distribuição São Paulo in Brasile.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 3.374 milioni di euro al 31 dicembre 2019. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2019	2018
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	8%	8%
Titoli a reddito fisso	68%	65%
Investimenti immobiliari	3%	4%
Altro	-	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	21%	23%
Totale	**100%**	**100%**

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2019				2018			
Tasso di attualizzazione	0,00%-0,70%	0,00%-1,14%	3,40%-7,59%	1,20%-6,45%	0,25%-1,50%	0,21%-1,75%	4,70%-9,15%	1,50%-8,77%
Tasso di inflazione	0,70%	2,00%	3,00%-8,00%	1,00%-3,94%	1,50%	2,00%	3,00%-4,00%	1,50%-4,14%
Tasso di incremento delle retribuzioni	0,70%-1,70%	2,00%	3,80%-8,00%	2,50%-3,94%	0,025%	2,00%	3,80%-5,00%	3,00%-4,20%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	1,70%	3,20%	7,12%-8,00%	-	2,50%	3,20%	7,12%-8,00%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,09%	6,44%-7,38%	-	-	1,75%	8,63%-9,04%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2019				al 31.12.2018			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	321	78	15	5	280	63	9	3
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(285)	(73)	(19)	(7)	(243)	(59)	(12)	(9)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(2)	(74)	(5)	(3)	(5)	(59)	(3)	(6)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	31	79	10	1	32	61	3	2
Incremento 0,5% delle retribuzioni	19	2	(2)	5	10	(2)	(3)	1
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	9	(2)	(3)	(1)	11	(2)	(3)	(3)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	12	-	-	-	32	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	179	36	19	(1)	155	25	8	(3)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 177 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Entro un anno	461	436
Tra uno e due anni	447	429
Tra due e cinque anni	1.288	1.273
Oltre cinque anni	2.040	2.017

37. Fondi rischi e oneri - *Euro 6.520 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- decommissioning nucleare	640	-	552	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	1.840	102	986	71
- contenzioso legale	938	132	1.315	191
- oneri per certificati ambientali	-	33	-	27
- oneri su imposte e tasse	312	24	409	23
- altri	762	504	742	603
Totale	**4.492**	**795**	**4.004**	**915**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	832	401	1.177	397
TOTALE	**5.324**	**1.196**	**5.181**	**1.312**

Milioni di euro	al 31.12.2018	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 31.12.2019
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:											
- decommissioning nucleare	552	-	-	-	5	83	-	-	-	-	640
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	1.057	64	(21)	(41)	16	880	2	(8)	(7)	-	1.942
- contenzioso legale	1.506	278	(168)	(582)	52	-	-	(16)	-	-	1.070
- oneri per certificati ambientali	27	36	(18)	(13)	-	-	-	-	1	-	33
- oneri su imposte e tasse	432	31	(20)	(109)	5	-	-	(2)	(1)	-	336
- altri	1.345	302	(90)	(295)	39	13	3	(41)	(10)	-	1.266
Totale	**4.919**	**711**	**(317)**	**(1.040)**	**117**	**976**	**5**	**(67)**	**(17)**	**-**	**5.287**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.574	79	(13)	(437)	36	-	-	-	(6)	-	1.233
TOTALE	**6.493**	**790**	**(330)**	**(1.477)**	**153**	**976**	**5**	**(67)**	**(23)**	**-**	**6.520**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2019 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Endesa, 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 Endesa 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 Endesa 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, l'incremento del fondo nel corso del 2019 è legato alla decisione del Gruppo di promuovere l'interruzione della produzione delle centrali a carbone, che ha comportato maggiori accantonamenti per oneri di smantellamento riferiti alle centrali cilene di Bocamina I e Tarapacá e di alcune centrali italiane e spagnole.

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 (144 milioni di euro), italiane (144 milioni di euro) e dell'America Latina (723 milioni di euro).

Il decremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 436 milioni di euro, è principalmente giustificato da movimentazione del fondo in America Latina e Iberia, in particolare per la soluzione del contenzioso di Enel Distribuição São Paulo con Electrobras e di alcuni contenziosi di Edistribución Redes Digitales SL (ex Endesa Distribución Eléctrica).

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.

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 decremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 96 milioni di euro, è principalmente giustificato dagli utilizzi soprattutto in Spagna e Italia.

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 o oneri di varia natura.

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 79 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile al rilascio di parte del fondo stanziato da e-distribuzione per gestire reclami da autoproduttori, essendo decorsi i termini per eventuali contestazioni, e all'utilizzo a seguito dell'accordo di Edesur con le autorità locali che sana pendenze reciproche originate nel periodo 2006-2016, in parte compensati dai maggiori accantonamenti al fondo oneri ambientali da parte di Enel Produzione.

La variazione di perimetro di consolidamento è da ascrivere all'acquisizione di YouSave SpA.

Fondo oneri per incentivi all'esodo

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" 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 341 milioni di euro, risente, tra l'altro, degli utilizzi 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 legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"). In base a tale ultimo accordo in Italia è stata prevista l'uscita di circa 6.100 dipendenti nel periodo 2016-2020.

In Spagna invece tali fondi sono riconducibili all'integrazione, avvenuta nel 2015, dell'*Acuerdo de Salida Voluntaria* (ASV), promosso in Spagna già dal 2014. Si ricorda, infatti, che tale accordo ASV è stato adottato come meccanismo di incentivazione in Spagna a seguito del Piano di ristrutturazione e di riorganizzazione predisposto da Endesa, che prevede la sospensione del contratto di lavoro con tacito rinnovo annuale; in merito a tale piano, il 30 dicembre 2014 la Società aveva firmato un accordo con i rappresentanti sindacali dei lavoratori attraverso il quale si è impegnata a non esercitare l'opzione di richiedere il rientro in attività nei successivi rinnovi annuali per i dipendenti rientranti nel Piano.

38. Altre passività non correnti - *Euro 3.706 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Ratei e risconti passivi operativi	552	484	68	14,0%
Altre partite	3.154	1.417	1.737	-
Totale	**3.706**	**1.901**	**1.805**	**95,0%**

L'incremento delle "Altre partite" di 1.737 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile a passività verso clienti in Brasile per 1.278 milioni di euro rilevate in contropartita delle "Altre attività non correnti" a esito del primo grado di giudizio dei contenziosi attivati dalle società di distribuzione nei confronti delle autorità locali per richiedere l'eliminazione della doppia imposizione nell'applicazione dei tributi PIS e COFINS sull'ICMS (imposta sulla circolazione di beni e servizi, assimilabile all'IVA). Include, inoltre, la chiusura del contenzioso di Enel Distribuição São Paulo con Eletrobras, che ha comportato un utilizzo del fondo rischi e oneri ad altre passività non correnti per 297 milioni di euro, cui si aggiunge una quota corrente di 73 milioni di euro rilevata tra le altre passività correnti.

39. Debiti commerciali - *Euro 12.960 milioni*

La voce, pari a 12.960 milioni di euro (13.387 milioni di euro nel 2018), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 12.322 milioni di euro (12.718 milioni di euro nel 2018), mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 638 milioni di euro (669 milioni di euro nel 2018).

40. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 754 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Passività finanziarie differite	607	654	(47)	-7,2%
Altre partite	147	134	13	9,7%
Totale	**754**	**788**	**(34)**	**-4,3%**

Il decremento delle altre passività finanziarie correnti è riconducibile alle minori "Passività finanziarie differite", in riduzione di 47 milioni di euro, in conseguenza dei minori ratei passivi sui prestiti obbligazionari.

Le altre partite fanno riferimento prevalentemente a debiti per interessi maturati.

41. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 45.175 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 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Finanziamenti a lungo termine	43	54.174	48.983	5.191	10,6%
Finanziamenti a breve termine	43	3.917	3.616	301	8,3%
Altri debiti finanziari correnti [(1)]		47	28	19	67,9%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	43	3.409	3.367	42	1,2%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	26.1	(3.185)	(3.272)	87	-2,7%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	30.1	(4.158)	(5.003)	845	-16,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	(9.029)	(6.630)	(2.399)	36,2%
Totale		**45.175**	**41.089**	**4.086**	**9,9%**

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, 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 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Denaro e valori in cassa	87	328	(241)	-73,5%
Depositi bancari e postali	7.910	5.531	2.379	43,0%
Altri investimenti di liquidità	1.032	771	261	33,9%
Titoli	51	63	(12)	-19,0%
Liquidità	**9.080**	**6.693**	**2.387**	**35,7%**
Crediti finanziari a breve termine	2.522	3.418	(896)	-26,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.585	1.522	63	4,1%
Crediti finanziari correnti	**4.107**	**4.940**	**(833)**	**-16,9%**
Debiti verso banche	(579)	(512)	(67)	-13,1%
Commercial paper	(2.284)	(2.393)	109	4,6%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.121)	(1.830)	709	38,7%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.906)	(1.341)	(565)	-42,1%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(382)	(196)	(186)	-94,9%
Altri debiti finanziari correnti [(1)]	(1.101)	(739)	(362)	-49,0%
Totale debiti finanziari correnti	**(7.373)**	**(7.011)**	**(362)**	**-5,2%**
Posizione finanziaria corrente netta	**5.814**	**4.622**	**1.192**	**25,8%**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(8.407)	(8.819)	412	4,7%
Obbligazioni	(43.294)	(38.633)	(4.661)	-12,1%
Debiti verso altri finanziatori	(2.473)	(1.531)	(942)	-61,5%
Posizione finanziaria non corrente	**(54.174)**	**(48.983)**	**(5.191)**	**-10,6%**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	**(48.360)**	**(44.361)**	**(3.999)**	**-9,0%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**3.185**	**3.272**	**(87)**	**-2,7%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(45.175)**	**(41.089)**	**(4.086)**	**-9,9%**

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

42. Altre passività correnti - *Euro 13.161 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Debiti diversi verso clienti	1.670	1.773	(103)	-5,8%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.507	3.945	562	14,2%
Debiti verso il personale	496	472	24	5,1%
Debiti tributari diversi	1.082	1.093	(11)	-1,0%
Debiti verso istituti di previdenza	212	212	-	-
Contingent consideration	116	109	7	6,4%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	3	-	3	-
Ratei e risconti passivi correnti	372	459	(87)	-19,0%
Debiti per dividendi	2.143	1.913	230	12,0%
Altri	2.560	2.131	429	20,1%
Totale	**13.161**	**12.107**	**1.054**	**8,7%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 880 milioni di euro (936 milioni di euro al 31 dicembre 2018) 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 3.064 milioni di euro (2.546 milioni di euro al 31 dicembre 2018), nel mercato spagnolo per 1.267 milioni di euro (1.131 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e nel mercato dell'America Latina per 176 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

La variazione dei "Debiti per dividendi" è relativa prevalentemente alla rilevazione dell'acconto sul dividendo di Enel SpA, che da regolamento si liquida a gennaio dell'esercizio successivo. Nel 2019 l'acconto su dividendo ammonta complessivamente a 1.627 milioni di euro, mentre nell'esercizio a confronto ammontava a 1.423 milioni di euro.

L'incremento degli "Altri" debiti è relativo principalmente alla definizione di un contenzioso di Enel Distribuição São Paulo con Eletrobras, che nelle partite correnti incide per 73 milioni di euro ma che trova riflesso anche nelle partite non correnti alla cui nota di commento si rimanda, e alla rilevazione del debito associato all'acquisto, attraverso intermediari finanziari (share swap), di ulteriori quote azionarie in Enel Américas ed Enel Chile. L'importo complessivo di tale debito al 31 dicembre 2019 è di 358 milioni di euro.

43. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

43.1 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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività finanziarie al costo ammortizzato	43.1.1	**4.258**	**4.292**	**26.377**	**25.268**
Attività finanziarie al FVOCI	43.1.2	**480**	**413**	**61**	**72**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	43.1.3	29	31	3.086	3.163
Altre attività finanziarie al FVTPL	43.1.3	2.370	2.080	-	-
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	43.1.3	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**2.399**	**2.111**	**3.086**	**3.163**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	43.1.4	32	25	-	4
Derivati di cash flow hedge	43.1.4	1.322	949	979	747
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**1.354**	**974**	**979**	**751**
TOTALE		**8.491**	**7.790**	**30.503**	**29.254**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 47 "Attività misurate al fair value".

43.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	32	9.029	6.630
Crediti commerciali	29	917	835	29	12.166	12.752
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	30.1	1.585	1.522
Cash collateral		-	-	30.1	2.153	2.559
Altri crediti finanziari	26.1	2.769	2.912	30.1	370	859
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	26	340	345	30	13	12
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	26, 27	232	200	30, 31	1.061	934
Totale		**4.258**	**4.292**		**26.377**	**25.268**

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 3.370 milioni di euro al 31 dicembre 2019 (3.083 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente).

Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali; e attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e icrediti 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 i 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 25 "Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti e 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 31.12.2019			al 31.12.2018		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.029	-	9.029	6.632	2	6.630
Crediti commerciali	16.063	2.980	13.083	16.415	2.828	13.587
Crediti finanziari	7.108	231	6.877	8.081	229	7.852
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	1.805	159	1.646	1.515	24	1.491
Totale	**34.005**	**3.370**	**30.635**	**32.643**	**3.083**	**29.560**

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 contratto, 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 01.01.2018	**7**	**23**
Accantonamenti	-	4
Utilizzi	-	-
Rilasci a Conto economico	(188)	(2)
Altre variazioni	268	117
Saldo di chiusura al 31.12.2018	**87**	**142**
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**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2018	**2.609**
Accantonamenti	1.367
Utilizzi	(897)
Rilasci a Conto economico	(281)
Altre variazioni	30
Saldo di chiusura al 31.12.2018	**2.828**
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**

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 01.01.2018	**15**
Accantonamenti	3
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(3)
Altre variazioni	9
Saldo di chiusura al 31.12.2018	**24**
Saldo di apertura al 01.01.2019	**24**
Accantonamenti	105
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(7)
Altre variazioni	37
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**159**

Si precisa che nella nota 44 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

43.1.2 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 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Partecipazioni in altre imprese al FVOCI	26	64	53		-	-
Titoli	26.1	416	360	30.1	61	72
Totale		**480**	**413**		**61**	**72**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2019	**53**	**-**
Acquisizioni	87	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Altre variazioni	(76)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**64**	**-**

Titoli al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2019	**360**	**72**
Acquisizioni	160	-
Vendite	(53)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	10	-
Riclassifiche	(61)	61
Altre variazioni	-	(72)
Saldo di chiusura al 31.12.2019	**416**	**61**

43.1.3 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 31.12.2019	al 31.12.2018	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Derivati al FVTPL	46	29	31	46	3.086	3.163
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	26	8	10		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	26	2.362	2.070	30	-	-
Totale		**2.399**	**2.111**		**3.086**	**3.163**

43.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

43.2 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 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	43.2.1	**54.931**	**49.824**	**28.261**	**27.567**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	43.4	20	34	2.981	3.135
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**20**	**34**	**2.981**	**3.135**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	43.4	1	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	43.4	2.386	2.575	573	1.208
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**2.387**	**2.575**	**573**	**1.208**
TOTALE		**57.338**	**52.433**	**31.815**	**31.910**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 48 "Passività misurate al fair value".

43.2.1 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 31.12.2019**	al 31.12.2018	Note	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	43.3	54.174	48.983	43.3	3.409	3.367
Finanziamenti a breve termine		-	-	43.3	3.917	3.616
Debiti commerciali	39	638	669	39	12.322	12.718
Altri debiti finanziari	38	119	172	42	8.613	7.866
Totale		**54.931**	**49.824**		**28.261**	**27.567**

43.3 Finanziamenti

43.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 57.583 milioni*

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il fair value, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati il fair value 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 SpA.

Nella tabella che segue vengono, inoltre, esposti la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2019 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
	al 31.12.2019					al 31.12.2018					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	27.312	26.593	1.621	24.972	31.073	23.811	23.099	845	22.254	25.944	3.494
- tasso variabile quotate	3.515	3.488	258	3.230	3.655	3.187	3.166	305	2.861	3.288	322
- tasso fisso non quotate	14.458	14.359	-	14.359	15.794	12.860	12.758	-	12.758	12.563	1.601
- tasso variabile non quotate	760	760	27	733	753	951	951	191	760	932	(191)
Totale obbligazioni	**46.045**	**45.200**	**1.906**	**43.294**	**51.275**	**40.809**	**39.974**	**1.341**	**38.633**	**42.727**	**5.226**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	896	893	279	614	947	1.495	1.486	477	1.009	1.539	(593)
- tasso variabile	8.610	8.565	842	7.723	8.642	8.987	8.954	1.353	7.601	8.817	(389)
- uso linee di credito revolving	70	70	-	70	70	209	209	-	209	210	(139)
Totale finanziamenti bancari	**9.576**	**9.528**	**1.121**	**8.407**	**9.659**	**10.691**	**10.649**	**1.830**	**8.819**	**10.566**	**(1.121)**
Leasing:											
- tasso fisso	1.856	1.856	257	1.599	1.856	561	561	49	512	561	1.295
- tasso variabile	108	108	18	90	108	96	96	16	80	96	12
Totale leasing	**1.964**	**1.964**	**275**	**1.689**	**1.964**	**657**	**657**	**65**	**592**	**657**	**1.307**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	792	822	92	730	811	1.008	988	115	873	1.024	(166)
- tasso variabile	86	69	15	54	75	101	82	16	66	86	(13)
Totale altri finanziamenti non bancari	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**1.109**	**1.070**	**131**	**939**	**1.110**	**(179)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**45.314**	**44.523**	**2.249**	**42.274**	**50.481**	**39.735**	**38.892**	**1.486**	**37.406**	**41.631**	**5.631**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**13.149**	**13.060**	**1.160**	**11.900**	**13.303**	**13.531**	**13.458**	**1.881**	**11.577**	**13.429**	**(398)**
TOTALE	**58.463**	**57.583**	**3.409**	**54.174**	**63.784**	**53.266**	**52.350**	**3.367**	**48.983**	**55.060**	**5.233**

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 31.12.2019		al 31.12.2018		al 31.12.2019	
Euro	**27.272**	**27.915**	**23.388**	**24.025**	**2,4%**	**2,9%**
Dollaro statunitense	20.103	20.239	18.541	18.720	4,8%	5,0%
Sterlina inglese	4.354	4.394	4.750	4.794	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.381	1.381	1.543	1.543	7,6%	7,6%
Real brasiliano	2.412	2.458	2.074	2.114	7,4%	7,5%
Franco svizzero	419	419	403	403	2,1%	2,1%
Peso cileno/UF	414	421	700	710	6,9%	7,0%
Sol peruviano	426	426	404	404	6,1%	6,1%
Rublo russo	225	227	247	247	8,5%	8,5%
Yen giapponese	-	-	-	-	-	-
Altre valute	577	583	300	306		
Totale valute non euro	**30.311**	**30.548**	**28.962**	**29.241**		
TOTALE	**57.583**	**58.463**	**52.350**	**53.266**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un incremento per 1.349 milioni di euro attribuibile principalmente all'aumento del debito in dollari statunitensi e real brasiliani.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nominale	Effetti IFRS 16	Rimborsi	Nuove emissioni	Altre movimentazioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2018	al 01.01.2019					al 31.12.2019
Obbligazioni	40.809	-	(1.652)	6.349	-	539	46.045
Finanziamenti	12.457	1.370	(3.859)	2.550	(88)	(12)	12.418
- di cui leasing	*657*	*1.370*	*(211)*	*224*	*(88)*	*12*	*1.964*
Totale indebitamento finanziario	**53.266**	**1.370**	**(5.511)**	**8.899**	**(88)**	**527**	**58.463**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2019 registra un incremento di 5.197 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, quale risultante di nuove emissioni per 8.899 milioni di euro, dell'incremento del debito finanziario per leasing per 1.370 milioni di euro derivanti dall'applicazione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 16, differenze negative di cambio per 527 milioni di euro, solo parzialmente compensate da rimborsi per 5.511 milioni di euro, e altre movimentazioni del debito per (88) milioni di euro.

I rimborsi effettuati nel corso del 2019 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 1.652 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 3.859 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2019 si segnalano:

- un controvalore di 617 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2019;
- 125 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di novembre 2019;
- un controvalore di 331 milioni di euro relativo a due prestiti obbligazioni emessi da Enel Distribuição São Paulo ripagati anticipatamente nell'ambito di un'operazione di liablity management effettuata dalla società nel mese di giugno 2019.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 500 milioni di euro di finanziamenti di Enel SpA rimborsati anticipatamente;
- 200 milioni di euro di finanziamenti bancari di Endesa, di cui 46 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 459 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 73 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- 285 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili da parte di società italiane;
- un controvalore di 1.782 milioni di finanziamenti di società sudamericane, di cui 248 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2019 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 6.349 milioni di euro e a finanziamenti per 2.550 milioni di euro.
Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2019.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni							
	Enel Finance International	21.01.2019	1.000	Euro	1,50%	Tasso fisso	21.07.2025
	Enel Finance International	10.09.2019	1.336	USD	2,65%	Tasso fisso	10.09.2024
	Enel Finance International	17.10.2019	1.000	Euro	0,00%	Tasso fisso	17.06.2024
	Enel Finance International	17.10.2019	1.000	Euro	0,375%	Tasso fisso	17.06.2027
	Enel Finance International	17.10.2019	500	Euro	1,125%	Tasso fisso	17.10.2034
	Codensa	07.03.2019	54	COP	CPI + 3,56%	Tasso variabile	07.03.2029
	Codensa	07.03.2019	76	COP	6,30%	Tasso fisso	07.03.2023
	Enel Distribuição Ceará	07.03.2019	77	BRL	CDI + 0,50% p.a.	Tasso variabile	15.03.2023
	Enel Distribuição Ceará	07.03.2019	66	BRL	IPCA + 4,50% p.a.	Tasso variabile	15.03.2024
	Enel Distribuição Rio	12.04.2019	221	BRL	108% CDI	Tasso variabile	15.03.2024
	Enel Distribuição São Paulo	28.06.2019	155	BRL	CDI + 0,80% p.a.	Tasso variabile	15.05.2025
	Enel Distribuição São Paulo	28.06.2019	177	BRL	IPCA + 4,01% p.a.	Tasso variabile	15.05.2026
	Enel Green Power Volta Grande	05.11.2019	116	BRL	IPCA + 3,70% p.a.	Tasso variabile	15.10.2029
	Enel Green Power Volta Grande	05.11.2019	63	BRL	IPCA + 3,70% p.a.	Tasso variabile	15.10.2029
Totale obbligazioni			**5.840**				
Finanziamenti bancari							
	Enel Distribuição Goiás	24.01.2019	129	USD	Libor 3M + 0.10%	Tasso variabile	29.01.2021
	Enel Distribuição Rio	04.02.2019	89	BRL	8.40%	Tasso fisso	07.02.2022
	Endesa	19.03.2019	335	Euro	Euribor 6M + 0,45%	Tasso variabile	19.03.2034
	Endesa	20.05.2019	300	Euro	Euribor 6M + 0,54%	Tasso variabile	10.05.2031
	e-distribuzione	20.06.2019	250	Euro	Euribor 6M + 0,41%	Tasso variabile	20.06.2034
	Enel Russia	24.07.2019	71	RUB	7,67%	Tasso fisso	24.07.2020
Totale finanziamenti bancari			**1.174**				

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 cosiddetti "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.

Nel corso del 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 due prestiti obbligazionari "sostenibili", entrambi 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 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 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 considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di

finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Enel Américas SA ed Enel Chile SA e delle altre società controllate 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 2019 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 31.12.2019					
		Struttura iniziale del debito		Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	**27.272**	**27.915**	**47,8%**	**20.218**	**48.133**	**82,3%**
Dollaro statunitense	20.103	20.239	34,6%	(16.445)	3.794	6,5%
Sterlina inglese	4.354	4.394	7,5%	(4.394)	-	-
Peso colombiano	1.381	1.381	2,4%	-	1.381	2,4%
Real brasiliano	2.412	2.458	4,2%	968	3.426	5,9%
Franco svizzero	419	419	0,7%	(419)	-	-
Peso cileno/UF	414	421	0,7%	-	421	0,7%
Sol peruviano	426	426	0,7%	-	426	0,7%
Rublo russo	225	227	0,4%	-	227	0,4%
Altre valute	577	583	1,0%	72	655	1,1%
Totale valute non euro	**30.311**	**30.548**	**52,2%**	**(20.218)**	**10.330**	**17,7%**
TOTALE	**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 il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Milioni di euro	2019				2018			
	Ante copertura	%	*Post* copertura	%	*Ante* copertura	%	*Post* copertura	%
Tasso variabile	17.113	27,4%	12.208	19,6%	17.175	30,2%	12.983	22,8%
Tasso fisso	45.314	72,6%	50.219	80,4%	39.735	69,8%	43.927	77,2%
Totale	**62.427**		**62.427**		**56.910**		**56.910**	

Al 31 dicembre 2019 il 27,4% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (30,2% al 31 dicembre 2018). 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 2019 risulta pari a 19,6% dell'indebitamento finanziario (22,8% al 31 dicembre 2018). 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, l'indebitamento finanziario coperto risulterebbe pari al 80% rispetto all'esposizione (77% coperto al 31 dicembre 2018).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2018					
	Struttura iniziale del debito		Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nominale	%			
23.388	**24.025**	**45,0%**	**18.901**	**42.926**	**80,6%**
18.541	18.720	35,1%	(15.064)	3.656	6,9%
4.750	4.794	9,0%	(4.794)	-	-
1.543	1.543	2,9%	-	1.543	2,9%
2.074	2.114	4,0%	1.207	3.321	6,2%
403	403	0,8%	(403)	-	-
700	710	1,3%	-	710	1,3%
404	404	0,8%	-	404	0,8%
247	247	0,5%	73	320	0,6%
300	306	0,6%	80	386	0,7%
28.962	**29.241**	**55,0%**	**(18.901)**	**10.340**	**19,4%**
52.350	**53.266**	**100,0%**	**-**	**53.266**	**100,0%**

43.3.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 3.917 milioni*

Al 31 dicembre 2019 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.917 milioni di euro, registrando un incremento di 301 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti verso banche a breve termine	579	512	67
Commercial paper	2.284	2.393	(109)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	750	301	449
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	304	410	(106)
Indebitamento finanziario a breve	**3.917**	**3.616**	**301**

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

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 579 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.284 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International, Enel Finance America, Endesa e alcune società sudamericane.

Tra i principali programmi di commercial paper si segnalano:

- 6.000 milioni di euro di Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA;
- 3.000 milioni di euro di Endesa;
- 3.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 2.671 milioni di euro al 31 dicembre 2019 di Enel Finance America.

43.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 46 "Derivati ed hedge accounting".

43.5 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

	2019		2018	
	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*	Utili/(Perdite) netti	*di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment*
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(525)**	***(1.137)***	**(409)**	***(1.101)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	1	-	10	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	5	-	4	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	**6**	**-**	**14**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	177	*(23)*	385	*188*
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**177**	***(23)***	**385**	***188***
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(3.514)**	**-**	**(3.545)**	**-**
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 11 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

44. 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 tasso di cambio e del prezzo delle commodity, il rischio di credito e il rischio 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 2019 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

Le fonti dell'esposizione a tali rischi non hanno subíto variazioni rispetto al precedente esercizio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari e si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).

Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, derivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collateral).

Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista.

Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra.

In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi.

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 raggiungimento 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 2019 e del 31 dicembre 2018 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2019	2018
Da variabile a fisso Interest rate swap	7.932	10.032
Da fisso a variabile Interest rate swap	152	154
Da fisso a fisso Interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile Interest rate swap	327	165
Interest rate option	50	50
Totale	**8.461**	**10.401**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 46 "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		2019			
		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	21	(21)	-	-
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	-	-	166	(166)
Fair value hedge	25	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2019 il 22,5% (25,4% al 31 dicembre 2018) 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 2019, risulta essere coperto per l'85,9% rispetto all'esposizione (coperto per l'82,5% al 31 dicembre 2018).

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazioni inattese delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate estere, denominati in valuta locale, in euro quale valuta di conto del Gruppo.
L'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di cambio è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.
Le policy di Gruppo relative alla gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.
Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato Over The Counter (OTC).
I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.
I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.
I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"). Tali contratti possono prevedere la consegna effettiva del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di scadenza (non deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.
I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2018, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2019	2018
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	22.756	24.712
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	4.291	4.924
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	4.760	5.386
Altri contratti forward	1.488	1.584
Totale	**33.294**	**36.606**

In particolare, si evidenziano:
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 22.756 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (24.712 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 9.051 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 (10.310 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- 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 2019 si rileva che il 52% (55% al 31 dicembre

2018) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.
Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 18% al 31 dicembre 2019 (19% al 31 dicembre 2018).

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 lavariazionedegli 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		2019			
		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%	525	(640)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.929)	3.580
Fair value hedge	10%	7	(9)	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche 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, 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, contratti per differenza).
Enel inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e Over The Counter (OTC), ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2019	2018
Contratti forward e future	35.824	41.157
Swap	5.706	6.346
Opzioni	654	549
Embedded	68	-
Totale	**42.252**	**48.052**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 46 "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		2019			
		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%	(18)	79	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	-	-	32	(29)

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito, 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 mitiga-

zione 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.

Crediti finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2019				
Staging	Base per la rilevazione del fondo perdite attese	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Performing	12 m ECL	1,2%	6.691	78	6.613
Underperforming	Lifetime ECL	41,8%	110	46	64
Non-performing	Lifetime ECL	34,9%	307	107	200
Totale			**7.108**	**231**	**6.877**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

Milioni di euro

	al 31.12.2019			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**0,2%**	**640**	**1**	**639**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	1,2%	4.872	58	4.814
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,5%	410	6	404
- 31-60 giorni	1,4%	218	3	215
- 61-90 giorni	3,1%	130	4	126
- 91-120 giorni	11,5%	52	6	46
- 121-150 giorni	7,4%	54	4	50
- 151-180 giorni	22,1%	398	88	310
- più di 180 giorni (credit impaired)	65,2%	1.177	767	410
Totale crediti commerciali		**7.311**	**936**	**6.375**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	20,6%	228	47	181
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	100,0%	97	97	-
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	3	3	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	4	4	-
Totale altri crediti		**332**	**151**	**181**
TOTALE		**8.283**	**1.088**	**7.195**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro

	al 31.12.2019			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**6,7%**	**15**	**1**	**14**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,8%	3.455	29	3.426
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,2%	1.660	36	1.624
- 31-60 giorni	11,7%	197	23	174
- 61-90 giorni	18,7%	139	26	113
- 91-120 giorni	24,5%	98	24	74
- 121-150 giorni	28,8%	80	23	57
- 151-180 giorni	37,9%	103	39	64
- più di 180 giorni (credit impaired)	61,1%	3.020	1.844	1.176
Totale crediti commerciali		**8.752**	**2.044**	**6.708**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	1,5%	521	8	513
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	911	-	911
- 31-60 giorni	-	3	-	3
- 61-90 giorni	-	21	-	21
- 91-120 giorni	-	2	-	2
- 121-150 giorni	-	5	-	5
- 151-180 giorni	-	8	-	8
- più di 180 giorni (credit impaired)	-	2	-	2
Totale altri crediti		**1.473**	**8**	**1.465**
TOTALE		**10.240**	**2.053**	**8.187**

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.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito non utilizzate:

Milioni di euro	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	215	15.461	750	13.758
Linee di credito uncommitted	927	-	355	-
Commercial paper	9.627	-	6.990	-
Totale	**10.769**	**15.461**	**8.095**	**13.758**

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	2021	2022	2023	2024	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	992	629	1.385	2.283	2.911	4.919	13.474
- tasso variabile quotate	-	258	329	518	703	486	1.194
- tasso fisso non quotate	-	-	-	1.825	2.217	1.328	8.989
- tasso variabile non quotate	-	27	111	97	97	97	331
Totale obbligazioni	**992**	**914**	**1.825**	**4.723**	**5.928**	**6.830**	**23.988**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	3	276	149	197	33	35	200
- tasso variabile	82	760	1.285	637	702	722	4.377
- uso linee di credito revolving	-	-	-	68	-	-	2
Totale finanziamenti bancari	**85**	**1.036**	**1.434**	**902**	**735**	**757**	**4.579**
Leasing:							
- tasso fisso	67	190	229	430	126	99	715
- tasso variabile	6	12	18	15	14	14	29
Totale leasing	**73**	**202**	**247**	**445**	**140**	**113**	**744**
Altri finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	27	65	71	117	137	30	375
- tasso variabile	3	12	23	15	8	-	8
Totale altri finanziamenti non bancari	**30**	**77**	**94**	**132**	**145**	**30**	**383**
TOTALE	**1.180**	**2.229**	**3.600**	**6.202**	**6.948**	**7.730**	**29.694**

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 2019.

Milioni di euro

Impegni per acquisti di commodity:	**al 31.12.2019**	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Oltre
- energia elettrica	97.472	26.667	22.603	17.041	31.161
- combustibili	48.016	26.986	13.010	6.119	1.901
Totale	**145.488**	**53.653**	**35.613**	**23.160**	**33.062**

45. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2019 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.

46. Derivati ed hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per esempio, tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	12	12	7	6	-	15	-	1
- cambi	166	171	25	19	-	66	-	3
- commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**178**	**183**	**32**	**25**	**-**	**81**	**-**	**4**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	335	404	26	12	133	427	-	1
- cambi	11.705	8.318	1.081	675	2.717	4.689	132	252
- commodity	1.628	1.126	215	262	3.081	1.428	847	494
Totale	**13.668**	**9.848**	**1.322**	**949**	**5.931**	**6.544**	**979**	**747**
Derivati di trading:								
- tassi	50	50	2	2	-	-	-	-
- cambi	-	197	-	4	3.399	4.057	34	51
- commodity	322	261	27	25	17.203	20.553	3.052	3.112
Totale	**372**	**508**	**29**	**31**	**20.602**	**24.610**	**3.086**	**3.163**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**14.218**	**10.539**	**1.383**	**1.005**	**26.533**	**31.235**	**4.065**	**3.914**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- cambi	5	-	1	-	-	-	-	-
Totale	**5**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	7.704	8.605	779	605	65	272	1	1
- cambi	11.049	13.025	1.560	1.803	2.573	2.791	115	348
- commodity	601	656	47	167	1.613	2.050	457	859
Totale	**19.354**	**22.286**	**2.386**	**2.575**	**4.251**	**5.113**	**573**	**1.208**
Derivati di trading:								
- tassi	62	478	6	17	100	138	79	66
- cambi	2	191	-	3	1.679	3.101	38	33
- commodity	154	133	14	14	17.650	21.845	2.864	3.036
Totale	**218**	**802**	**20**	**34**	**19.429**	**25.084**	**2.981**	**3.135**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**19.577**	**23.088**	**2.407**	**2.609**	**23.680**	**30.197**	**3.554**	**4.343**

46.1 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; o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali il Gruppo è esposto si rimanda alla nota 44 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- l'esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (ossia, stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata dal Gruppo mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (ossia, regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di ranking che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, break up clause, master netting agreements ecc.).

Il Gruppo ha stabilito un hedge ratio di 1:1 per tutte le relazioni di copertura (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity) per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il credit risk adjustment sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;
- se i critical term dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

- basis difference (ossia, i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);
- differenze di timing (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);
- differenze di quantità o di importo nozionale (ossia, l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);
- altri rischi (ossia, le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);
- rischio di credito (ossia, il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

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.

46.1.1 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 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per scadenza.

Milioni di euro	Maturity					
	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 EURO	47	-	143	187	170	6.042
Tasso di interesse medio IRS in EURO	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	1,574	2,035	3,523	-	-	2,967

	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
Al 31.12.2018						
Interest rate swap						
Totale valore nozionale	714	199	131	396	697	7.598
Valore nozionale relativo a IRS in EURO	18	68	-	396	697	7.298
Tasso di interesse medio IRS in EURO	0,5444	2,7151	-	2,7098	1,8872	1,9491
Valore nozionale relativo a IRS in USD	87	131	131	-	-	229
Tasso di interesse medio IRS in USD	1,6208	1,5745	2,0359	-	-	2,7943

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 2019 e al 31 dicembre 2018, 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 31.12.2019			al 31.12.2018		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso fisso	7	-	12	7	-	12
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	11	(499)	3.953	1	(406)	6.105
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	15	-	140	7	-	142
Interest rate swap	Finanziamenti non bancari a tasso variabile	-	(281)	4.144	5	(200)	3.476
Totale		**33**	**(780)**	**8.249**	**20**	**(606)**	**9.735**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Fair value hedge								
Interest rate swap	12	27	7	7	-	-	-	-
Totale	**12**	**27**	**7**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	468	831	26	13	7.769	8.877	780	606
Totale	**468**	**831**	**26**	**13**	**7.769**	**8.877**	**780**	**606**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**480**	**858**	**33**	**20**	**7.769**	**8.877**	**780**	**606**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2019 pari a 8.249 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 747 milioni di euro.

Rispetto al 31 dicembre 2018 il valore nozionale evidenzia un decremento di 1.486 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge per 750 milioni di euro a fronte dell'operazione effettuata da Enel SpA di "Exchange Offer" per il riacquisto dei Bond Ibridi con scadenza 15 gennaio 2075 e 10 gennaio 2074;
- alla chiusura anticipata di interest rate swap di pre-hedge per 2.000 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie "sostenibili" intervenute nel corso dell'anno;
- alla naturale scadenza di interest rate swap per 714 milioni di euro;
- a nuovi interest rate swap per 1.745 milioni di euro.

Il valore, inoltre, risente per 203 milioni di euro della riduzione del nozionale degli Interest Rate Swap di tipo amortizing.
Il peggioramento del fair value, pari a 161 milioni di euro, è dovuto principalmente all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Derivati di fair value hedge

Gli utili e le perdite nette rilevate a Conto economico, riguardanti le variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e le variazioni di fair value dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio di tasso di interesse, hanno evidenziato che tali relazioni di copertura sono state totalmente efficaci sia nel 2019 sia nell'anno precedente.

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	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	12	7	7	27	7	7

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	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
Fixed-rate borrowing	20	7	(7)	35	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 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	26	1	(1)	(2)	(2)	2	32
Derivati passivi (fair value negativo)	(780)	(102)	(121)	(110)	(110)	(94)	(284)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	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	8.237	(754)	(754)	9.723	(593)	(593)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019				2018			
	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
Obbligazioni a tasso variabile	486	(486)	-	(2)	395	(395)	-	(10)
Crediti finanziari a tasso variabile	(15)	15	-	-	(7)	7	-	-
Finanziamenti non bancari a tasso variabile	275	(275)	-	(6)	190	(190)	-	(5)
Totale	746	(746)	-	(8)	578	(578)	-	(15)

La tabella seguente espone gli impatti dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse a Conto economico e nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) durante il periodo, al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2019			
	Variazioni lorde del fair value rilevato in OCI	Utili/(Perdite) netti al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per inefficacia	Costi di hedging in OCI	Utili/(Perdite) netti al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per riclassifica da OCI
Copertura di tassi di interesse	(121)	7	-	47

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 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	**Totale**
Al 31.12.2019							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
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	1,2100	
Notional value for 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	680,0000	-	-	-	-	
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	-	-	-	-	-	

Milioni di euro

	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	**Totale**
Al 31.12.2018							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
Totale valore nozionale CCIRS	2.474	855	934	1.746	3.274	13.149	**22.432**
Valore nozionale CCIRS EUR-USD	-	-	198	1.746	3.274	8.729	**13.947**
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	-	-	1,1348	1,1213	1,2184	1,1726	
Valore nozionale CCIRS EUR-GBP	1.229	447	559	-	-	3.846	**6.081**
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,6753	0,8466	0,8245	-	-	0,8261	
Valore nozionale CCIRS EUR-CHF	-	89	-	-	-	315	**404**
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF	-	1,2170	-	-	-	1,1133	
Notional value for CCIRS USD-BRL	528	319	177	-	-	94	**1.118**
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	3,5679	3,5508	3,2948	-	-	3,1037	
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	5.070	1.512	44	-	-	-	**6.626**
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.071	1.343	44	-	-	-	**4.458**
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,2014	1,2199	1,2392	-	-	-	
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	838	92	-	-	-	-	**930**
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	667,5891	667,5175	-	-	-	-	
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	409	-	-	-	-	-	**409**
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	3,6958	-	-	-	-	-	
Valore nozionale - currency forward EUR/ZAR	220	77	-	-	-	-	**297**
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/ZAR	16,7884	18,0229	-	-	-	-	
Valore nozionale - currency forward EUR/RUB	139	-	-	-	-	-	**139**
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/RUB	79,4094	-	-	-	-	-	

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 2019 e al 31 dicembre 2018, 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 31.12.2019			al 31.12.2018		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	24	(1)	171	7	-	87
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	15	-	150
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	55	(5)	999	37	(4)	525
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	-	(4)	72	85	(2)	793
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	6	(1)	302	47	-	346
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.022	(1.535)	20.877	598	(2.013)	20.234
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(17)	302	-	(71)	297
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	3	(63)	811	4	(33)	1.089
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	124	(7)	3.462	114	(15)	4.298
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	3	(43)	1.219	42	(12)	1.241
Totale		**1.237**	**(1.676)**	**28.215**	**949**	**(2.150)**	**29.060**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 21.120 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 495 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.603 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 38 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 4.273 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value positivo complessivo pari a 57 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 1.219 e un fair value negativo pari a 40 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 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Fair value hedge								
Currency forward	-	-	-	-	-	-	-	-
CCIRS	166	237	25	22	5	-	(1)	-
Totale	**166**	**237**	**25**	**22**	**5**	**-**	**(1)**	**-**
Cash flow hedge								
Currency forward	3.253	4.302	130	160	2.238	2.326	(113)	(61)
CCIRS	11.169	8.705	1.083	767	11.384	13.490	(1.562)	(2.090)
Totale	**14.422**	**13.007**	**1.213**	**927**	**13.622**	**15.816**	**(1.675)**	**(2.151)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**14.588**	**13.244**	**1.238**	**949**	**13.627**	**15.816**	**(1.676)**	**(2.151)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2019, pari a 22.723 milioni (22.432 milioni di euro al 31 dicembre 2018), evidenzia un incremento di 291 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 2.070 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 2.510 milioni di euro, di cui 1.336 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi intervenute nel mese di settembre 2019. Il valore risente, inoltre, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise che ha determinato un incremento del loro valore nozionale per 466 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2019 pari a 5.491 milioni di euro (6.628 milioni di euro al 31 dicembre 2018), evidenzia un decremento di 1.137 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 nette rilevate 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 2019 sia per l'anno precedente.

Milioni di euro	**2019**	2018
	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di cambio	1	6
Elemento coperto	(4)	(6)
Inefficacia	(3)	-

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	**2019**			2018		
	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)	171	24	24	237	22	22

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	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
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	171	21	(22)	228	22	(22)

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 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.213	357	272	219	471	141	1.667
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.675)	(43)	42	47	33	36	(66)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	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)	22.552	(479)	(345)	22.195	(1.323)	(1.074)
Currency forward	5.491	17	52	6.628	99	136
Totale	**28.043**	**(462)**	**(293)**	**28.823**	**(1.224)**	**(938)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019				2018			
	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	(49)	49	1	-	(32)	32	1	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	3	(3)	(1)	-	(87)	87	(4)	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(5)	5	-	-	(47)	47	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	378	(378)	(135)	-	1.169	(1.169)	(246)	-
Flussi di cassa futuri in valuta	17	(17)	-	-	71	(71)	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta	59	(59)	(1)	-	30	(30)	1	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	(119)	119	-	(2)	(100)	100	-	(1)
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	9	(9)	(32)	1	(66)	66	(36)	(1)
Totale	**293**	**(293)**	**(168)**	**(1)**	**938**	**(938)**	**(284)**	**(2)**

La tabella seguente espone gli impatti dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio a Conto economico e nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2019			
	Variazioni lorde del fair value rilevato in OCI	Utili/(Perdite) netti al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per inefficacia	Costi di hedging in OCI	Utili/(Perdite) netti al lordo dell'effetto fiscale a Conto economico per riclassifica da OCI
Copertura di tassi di cambio	834	1	116	189

Rischio di prezzo su commodity

La tabella seguente espone il valore nozionale e il prezzo medio degli strumenti di copertura sul rischio di prezzo su commodity delle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per scadenza.

Milioni di euro

	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	-	-	-	-	

Milioni di euro

	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	**Totale**
Al 31.12.2018							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	765	234	90	82	96	494	**1.761**
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	52,8	44,2	19,4	19,0	19,0	19,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	582	47	-	-	-	-	**629**
Prezzo medio - commodity swap su carbone/shipping ($/t)	85,0	78,9	-	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	436	16	-	-	-	-	**452**
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	61,1	54,4	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	352	390	-	-	-	-	**742**
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	24,1	20,0	-	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	213	67	-	-	-	-	**280**
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	13,4	7,8	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	1.170	226	-	-	-	-	**1.396**
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	71,4	68,8	-	-	-	-	

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 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di commodity.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	1.301	1.249	234	139	621	512	(107)	(227)
- forward/future	280	293	34	20	448	159	(44)	(12)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	**1.581**	**1.542**	**268**	**159**	**1.069**	**671**	**(151)**	**(239)**
Derivati su carbone/shipping:								
- swap	-	10	7	74	253	619	(54)	(94)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone/shipping	**-**	**10**	**7**	**74**	**253**	**619**	**(54)**	**(94)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	79	-	9	-	80	-	(1)	-
- forward/future	2.823	723	694	222	812	1.415	(298)	(693)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	**2.902**	**723**	**703**	**222**	**892**	**1.415**	**(299)**	**(693)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	226	279	84	301	-	1	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**226**	**279**	**84**	**301**	**-**	**1**	**-**	**-**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**4.709**	**2.554**	**1.062**	**756**	**2.214**	**2.706**	**(504)**	**(1.026)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, 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 703 milioni di euro, a transazioni in derivati su CO_2 per 84 milioni di euro, a transazioni in derivati su energia per 268 milioni di euro e, in minor misura, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione (7 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 con delivery fisica (All in One Hedge).

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 299 milioni di euro, a contratti derivati su energia per 151 milioni di euro e a operazioni in derivati su carbone (54 milioni di euro).

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.062	662	187	69	13	11	120
Derivati passivi (fair value negativo)	(504)	(400)	(79)	(12)	(3)	(3)	(7)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo su commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019			2018		
	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Swap su energia	1.922	127	127	1.761	(88)	(88)
Swap su carbone/shipping	253	(47)	(47)	629	(20)	(20)
Swap su gas e petrolio	159	8	8	-	-	-
Forward/future su energia	728	(10)	(10)	452	8	8
Forward/future su carbone/shipping	-	-	-	-	-	-
Forward/future su gas e petrolio	3.635	396	396	2.138	(471)	(471)
Forward/future su CO_2	226	84	84	280	301	301
Totale	**6.923**	**558**	**558**	**5.260**	**(270)**	**(270)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	2019				2018			
	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 di energia	(110)	110	-	7	82	(82)	-	2
Transazioni future di carbone/ shipping	47	(47)	-	-	20	(20)	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	(404)	404	-	-	471	(471)	-	-
Transazioni future di CO_2	(84)	84	-	-	(301)	301	-	-
Totale	**(551)**	**551**	**-**	**7**	**272**	**(272)**	**-**	**2**

La tabella seguente espone gli impatti dei derivati di cash flow hedge su tasso su prezzo su commodity a Conto economico e nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI) durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2019			
	Variazioni lorde del fair value rilevato in OCI	Variazioni lorde del fair value rilevate a Conto economico per inefficacia	Costi di hedging in OCI	Variazioni lorde del fair value rilevate a Conto economico
Copertura dei prezzi su commodity	914	5	-	91

46.2 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 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018	**al 31.12.2019**	al 31.12.2018
Derivati FVTPL:								
- su tasso di interesse:								
- interest rate swap	50	50	2	2	112	566	(80)	(79)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(5)	(5)
- su tasso di cambio:								
- currency forward	3.399	4.092	34	54	1.648	1.175	(37)	(18)
- CCIRS	-	162	-	1	33	2.117	-	(18)
- su commodity	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati su energia:								
- swap	282	1.070	25	167	281	229	(28)	(28)
- forward/future	5.353	6.260	403	814	4.329	6.955	(155)	(1.016)
- option	3	15	2	28	27	20	(14)	(11)
Totale derivati su energia	**5.638**	**7.345**	**430**	**1.009**	**4.637**	**7.204**	**(197)**	**(1.055)**
Derivati su carbone:								
- swap	311	201	69	56	367	823	(80)	(48)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**311**	**201**	**69**	**56**	**367**	**823**	**(80)**	**(48)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	1.259	896	168	215	852	728	(97)	(186)
- forward/future	9.782	11.894	2.126	1.640	11.047	12.712	(2.190)	(1.531)
- option	315	225	247	147	309	289	(273)	(165)
Totale derivati su gas e petrolio	**11.356**	**13.015**	**2.541**	**2.002**	**12.208**	**13.729**	**(2.560)**	**(1.882)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	185	243	31	68	524	221	(32)	(65)
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**185**	**243**	**31**	**68**	**524**	**221**	**(32)**	**(65)**
Derivati su Altro:								
- swap	4	9	2	2	16	-	(1)	-
- forward/future	6	1	3	-	9	1	(4)	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su Altro	**10**	**10**	**5**	**2**	**25**	**1**	**(5)**	-
Derivati embedded	25	-	3	-	43	-	(4)	-
TOTALE	**20.974**	**25.118**	**3.115**	**3.194**	**19.647**	**25.886**	**(3.000)**	**(3.170)**

Al 31 dicembre 2019 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 212 milioni di euro. Il fair value negativo di 83 milioni di euro ha subíto un peggioramento di 1 milione di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'andamento della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2019 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 5.080 milioni di euro. Il complessivo decremento del loro valore nozionale e la riduzione del relativo fair value netto pari a 3 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2019 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 35.329 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 2.541 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 430 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 2.560 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 197 milioni di euro.
Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili per il trattamento in hedge accounting.
Nella categoria Other 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 a clausole finanziarie integrative inserite in accordi più complessi di tax equity partnership, utilizzati per finanziare gli investimenti in nuova capacità rinnovabile.

47. Attività 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 agli 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".

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	26	**64**	4	11	49	**-**	-	-	-
Titoli FVOCI	26.1, 30.1	**416**	416	-	-	**61**	61	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	26	**8**	-	-	8	**-**	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	26	**2.362**	-	2.362	-	**-**	-	-	-
Finanziamenti e crediti valutati al fair value	26	**354**	-	-	354	**51**	51	-	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	46	**7**	-	7	-	**-**	-	-	-
- cambi	46	**25**	-	25	-	**-**	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	46	**26**	-	26	-	**-**	-	-	-
- cambi	46	**1.081**	-	1.081	-	**132**	-	132	-
- commodity	46	**215**	29	186	-	**847**	288	559	-
Derivati di trading:									
- tassi	46	**2**	-	2	-	**-**	-	-	-
- cambi	46	**-**	-	-	-	**34**	-	34	-
- commodity	46	**27**	4	23	-	**3.052**	1.056	1.994	2
Rimanenze valutate al fair value	28	**-**	-	-	-	**42**	40	2	-
Attività classificate come disponibili per la vendita	33	**101**	-	-	101	**-**	-	-	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	27, 31	**96**	-	69	27	**51**	-	38	13

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.
Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano prevalentemente da parte delle società Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição Goiás e sono contabilizzate applicando l'IFRIC 12. Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

La voce "Finanziamenti e crediti valutati al fair value" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 354 milioni di euro al 31 dicembre 2019, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.

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 Reuters (WMR) Company. Per i contratti relativi alle commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.
In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 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 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.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per esempio, tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).
Gli importi espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti da World Markets Reuters (WMR) Company.
Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia del Gruppo. 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.

La valutazione degli strumenti finanziari derivati in Enel si configura sempre nelle casistiche di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato.
Unica eccezione è rappresentata dai contratti derivati relativi a indici meteorologici ("Weather Derivatives"), la cui valutazione è effettuata utilizzando dati storici certificati delle variabili sottostanti.
Per esempio, un derivato di tipologia HDD ("Heating Degree Days") su una data stazione di osservazione indicata nel contratto derivato è valutato al fair value calcolando la differenza tra lo strike contrattualizzato e la media storica della stessa variabile osservata nella medesima stazione di riferimento.
La valutazione dei derivati meteorologici in Enel si configura come Livello 3.

47.1 Attività con indicazione del fair value

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
Finanziamenti e crediti	26, 30	**401**	-	19	382	**1.418**	-	1.286	132
Investimenti immobiliari	19	**154**	22	-	132	**-**	-	-	-
Rimanenze	28	**-**	-	-	-	**54**	-	-	54

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 154 milioni di euro e per 54 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.

La voce maggiormente significativa è quella dei "Finanziamenti e crediti" che si riferisce essenzialmente a e-distribuzione ed Enel SpA.

48. Passività misurate al fair value

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 fair value hedge:									
- tassi	46	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- cambi	46	**1**	-	1	-	**-**	-	-	-
- commodity	46	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	46	**779**	-	779	-	**1**	-	1	-
- cambi	46	**1.560**	-	1.560	-	**115**	-	115	-
- commodity	46	**47**	7	40	-	**457**	229	228	-
Derivati di trading:									
- tassi	46	**6**	-	6	-	**79**	-	79	-
- cambi	46	**-**	-	-	-	**38**	-	38	-
- commodity	46	**14**	3	11	-	**2.864**	1.047	1.817	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	38, 42	**53**	-	5	48	**116**	-	103	13

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

48.1 Passività con indicazione del fair value

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	43.3.1	46.867	43.126	3.741	-
A tasso variabile	43.3.1	4.408	165	4.243	-
Finanziamenti bancari					
A tasso fisso	43.3.1	947	-	947	-
A tasso variabile	43.3.1	8.712	-	8.712	-
Debiti verso altri finanziatori					
A tasso fisso	43.3.1	2.667	-	2.667	-
A tasso variabile	43.3.1	183	-	183	-
Totale		**63.784**	**43.291**	**20.493**	**-**

49. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di corporate governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza nonché di correttezza procedurale e sostanziale.

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 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.320	2.733	255	183
Altri ricavi e proventi	-	-	1	5	-
Proventi finanziari	-	-	1	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.661	3.009	1.372	4	-
Costi per servizi e altri materiali	-	54	2.338	4	70
Altri costi operativi	3	182	4	1	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	11	-	-
Oneri finanziari	-	-	14	1	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Derivati attivi non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	45	573	15	13
Derivati attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	23	69	89	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	726	793	18
Derivati 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**	**33.755**	**21,3%**
-	**2.466**	151	**2.617**	**18.580**	**14,1%**
-	**190**	45	**235**	**7.276**	**3,2%**
-	**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**		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.952	2.622	389	222
Altri ricavi e proventi	-	-	6	7	3
Altri proventi finanziari	-	-	1	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.228	3.234	1.136	-	-
Costi per servizi e altri materiali	-	52	2.299	3	163
Altri costi operativi	6	262	4	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	1	-	-
Oneri finanziari	-	-	16	8	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Crediti commerciali	-	120	717	20	36
Derivati attivi	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	8	10	146	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	804	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-
Debiti commerciali	871	160	983	833	19
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	11	-	14
Altre passività correnti	-	2	7	-	-
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	132
Garanzie ricevute	-	-	135	-	16
Impegni	-	-	29	-	7

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo https://www.enel.com/it/investors1/a201608-disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate.html) 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 2019 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.

Dirigenti con responsabilità strategica	**Totale 2018**	Società collegate e a controllo congiunto	**Totale generale 2018**	**Totale voce di bilancio**	**Incidenza %**
-	**5.185**	202	**5.387**	**73.037**	**7,4%**
-	**16**	22	**38**	**2.538**	**1,5%**
-	**1**	58	**59**	**1.715**	**3,4%**
-	**7.598**	139	**7.737**	**37.264**	**20,8%**
-	**2.517**	127	**2.644**	**18.406**	**14,4%**
-	**272**	-	**272**	**1.769**	**15,4%**
-	**1**	9	**10**	**532**	**1,9%**
-	**24**	31	**55**	**4.392**	**1,3%**

Dirigenti con responsabilità strategica	**Totale al 31.12.2018**	Società collegate e a controllo congiunto	**Totale generale al 31.12.2018**	**Totale voce di bilancio**	**Incidenza %**
-	**893**	192	**1.085**	**13.587**	**8,0%**
-	**-**	52	**52**	**3.914**	**1,3%**
-	**-**	21	**21**	**5.160**	**0,4%**
-	**164**	1	**165**	**2.983**	**5,5%**
-	**804**	-	**804**	**48.983**	**1,6%**
-	**6**	80	**86**	**1.901**	**4,5%**
-	**89**	-	**89**	**3.367**	**2,6%**
-	**2.866**	58	**2.924**	**13.387**	**21,8%**
-	**-**	35	**35**	**4.343**	**0,8%**
-	**25**	-	**25**	**1.095**	**2,3%**
-	**9**	60	**69**	**12.107**	**0,6%**
-	**736**	-	**736**		
-	**151**	-	**151**		
-	**36**	-	**36**		

50. 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 2019, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
EU - DG Research	Enel X Srl	0,06	Contributo a saldo per il progetto di innovazione finanziato da H2020 denominato Flexiciency
EC	Enel X Srl	0,28	Acconto del contributo alla firma del contratto per il progetto di ricerca e innovazione 5G Solution finanziato dalla UE
Regione Emilia-Romagna	e-distribuzione SpA	1,07	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento decreto legge n. 74/2012 - Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in Emilia-Romagna
MIUR	e-distribuzione SpA	0,18	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto Internet of Energy, finanziato nell'ambito del bando Artemis - Joint Undertaking
Regione Puglia	e-distribuzione SpA	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto UCCSM-CLUSTER TECNOLOGICI, finanziato nell'ambito del FSC 2007-2013 "Cluster Tecnologici Regionali" - Aiuti a sostegno dei Cluster Tecnologici Regionali
Regione Marche	e-distribuzione SpA	0,09	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento OCDPC n. 437/2017- Interventi urgenti di protezione civile conseguenti agli eccezionali fenomeni meteorologici che hanno interessato il territorio delle Regioni Lazio, Marche e Umbria a partire dalla seconda decade del mese di gennaio 2017
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0,3	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da SIMEST. Progetto denominato Chucas (Costa Rica), finanziato nell'ambito dell'art. 4 della legge n. 100/1990
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0,42	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da SIMEST. Progetto denominato Talinay (Cile), finanziato nell'ambito dell'art. 4 della legge n. 100/1990
		2,42	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	Ashoka Italia Onlus	0,08	Erogazione liberale per promuovere la crescita sostenibile nel territorio
Enel SpA	European University Institute	0,1	Erogazione liberale a sostegno delle attività di ricerca
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Erogazione liberale a sostegno di progetti di ricerca e di alta formazione
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0,4	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0,6	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0,65	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0,04	Erogazione liberale per energia dello sviluppo
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,6	Erogazione liberale per progetti culturali anno 2019
Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0,11	Erogazione liberale per il 2019
Enel SpA	Fondazione Opes Onlus	0,04	Erogazione liberale per il 2019
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2019
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo anno 2019
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo liberale 2019
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,08	Erogazione saldo contributo straordinario 2018
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,04	Saldo contributo liberale 2018
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,03	Contributo liberale 2019
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo liberale 2019
Enel X Srl	Joint Research Lab per la mobilità urbana	0,1	Contributo 2019 per la partecipazione a JRL per mobilità elettrica urbana
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,06	Enel Cuore: erogazione 20% contributo straordinario 2019
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Enel Cuore: saldo contributo straordinario 2018
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,16	50% Contributo 2019
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,03	Saldo contributo 2018
Enel Produzione SpA	Ente Zona Industriale di Porto Marghera	0,02	Contributo associativo anno 2019
Enel Produzione SpA	ARTES 4.0	0,01	Quota associativa 2019 ARTES 4.0 Adesione 2019
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Porto di Brindisi (Faro Porto)	0,03	L'obiettivo dell'intervento di Enel Produzione è quello di ripristinare la sicurezza nel porto di Brindisi, supportando così la città con un'iniziativa che determina anche sicuri benefici sotto il profilo sociale ed economico
Enel Produzione SpA	Parrocchia Maria Ss. Addolorata di Tuturano	0,02	Rifacimento del campetto di calcio dell'oratorio della Parrocchia di Tuturano (frazione del comune di Brindisi)
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,86	Erogazione liberale acconto 50% contributo 2019
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,8	Saldo contributo straordinario anno 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,2	Erogazione liberale progetto "Fare Scuola Nel Cuore del Punto Enel"
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,12	Erogazione liberale Enelpremia 3.0 edizione 2017/2018 Loyalty
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo liberale 2019
e-distribuzione SpA	E.DSO - European Distribution System Operators	0,11	Quota associativa 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,61	20% Contributo liberale 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2,6	80% a saldo contributo liberale 2018
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,66	50% contributo liberale 2019
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,59	50% a saldo contributo liberale 2018
Enel Green Power SpA	Comune di Patanna (TP)	0,01	Donazione per recupero beni artistici
		12,05	**Totale**

51. 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 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	11.078	10.310	768
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	97.472	109.638	(12.166)
- acquisti di combustibili	48.016	43.668	4.348
- forniture varie	1.034	3.122	(2.088)
- appalti	3.522	3.133	389
- altre tipologie	3.391	3.270	121
Totale	**153.435**	**162.831**	**(9.396)**
TOTALE	**164.513**	**173.141**	**(8.628)**

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 44.

52. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2019 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 getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte che si sarebbero verificate dal 1999 al 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 13 imputati di Enel Produzione: (i) l'assoluzione di nove di essi per non aver commesso il fatto; (ii) il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati per due imputati; (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefici 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 dai dipendenti condannati e dal responsabile civile Enel Produzione; analogo appello è stato proposto dal dipendente per il quale era stata dichiarata la prescrizione. L'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.
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. L'istruttoria dibattimentale proseguirà il 27 aprile 2020.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

In data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato l'avvio di un procedimento per presunto abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) contestando, tra l'altro, una strategia escludente per aver posto in essere alcune condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero (EE).
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 nei confronti delle società Enel, SEN ed EE di una sanzione amministrativa pecuniaria di 93.084.790,50 euro, per abuso di posizione dominante in violazione dell'art. 102 del TFUE.
La condotta contestata consisterebbe nell'adozione di una strategia escludente realizzata mediante l'utilizzo illegittimo dei dati della base clienti tutelata, acquisiti con il meccanismo del consenso privacy per finalità commerciali.
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, l'AGCM è giunta alla conclusione che le evidenze istruttorie non hanno fornito un quadro probatorio sufficiente a imputare alle società del Gruppo Enel alcuna condotta abusiva.
Avverso il provvedimento, SEN, EE ed Enel hanno rispettivamente presentato ricorso al TAR Lazio. Con sentenze del 17 ottobre 2019, il TAR Lazio ha disposto: (i) l'accoglimento parziale dei ricorsi di EE e SEN in relazione all'illegittimità della determinazione della sanzione che ha, per l'effetto, annullato, ordinando all'AGCM il ricalcolo della stessa secondo specifici parametri che sono poi stati definiti dal medesimo TAR Lazio nelle sentenze definitive, con particolare riguardo alla sostanziale riduzione del periodo del presunto illecito; (ii) il rigetto del ricorso di Enel relativo alla sola parental liability imputatale in qualità di capogruppo. Le tre società hanno presentato appello dinanzi al Consiglio di Stato e, in particolare, EE e SEN, per non aver ritenuto congrua la riduzione del periodo del presunto abuso di cui alle sentenze di parziale accoglimento del TAR Lazio, ed Enel, per richiedere l'integrale accoglimento delle proprie ragioni. Anche l'AGCM ha presentato appello incidentale contro le sentenze del TAR Lazio, chiedendo il ripristino della situazione originaria.
Nelle more della predisposizione e della notifica dei ricorsi in appello, il 6 dicembre 2019 l'AGCM, con proprio provvedimento notificato il successivo 13 dicembre 2019, ha rideterminato la sanzione riducendola a 27.529.786,46 euro.
SEN, EE ed Enel hanno quindi notificato all'AGCM e depositato avanti al Consiglio di Stato alcune istanze di sospensiva dell'esecutività della sanzione, seppur nel suo ammontare rideterminato, allo scopo di richiedere la sospensione del relativo pagamento fino all'esito del giudizio di appello. 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 e la conseguente decisione finale al 21 maggio 2020.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG SpA

in Italia, 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 circa il presunto inadempimento di Enelpower a un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA, 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. Albania BEG Ambient Shpk, 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 SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedevano la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. La prossima udienza, fissata il 13 novembre 2019, è stata rinviata al 7 maggio 2020.

Il 5 novembre 2016 Enel SpA ed Enelpower SpA 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 per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Albania BEG Ambient Shpk aveva avviato due procedimenti di *exequatur* della sentenza albanese dinanzi ai tribunali dello Stato di New York e d'Irlanda che si sono entrambi conclusi favorevolmente per Enel SpA ed Enelpower SpA, 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 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.
Successivamente all'instaurazione del giudizio dinanzi al Tribunal de Grande Instance, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, tra il 2012 e il 2013 sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti *Saise Conservatoire de Créances* (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.
Il 29 gennaio 2018 il Tribunal de Grande Instance ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad Albania BEG Ambient Shpk 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 Tribunal de Grande Instance 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 Albania BEG Ambient Shpk.
Albania BEG Ambient Shpk ha proposto appello avverso la citata sentenza. L'udienza dinanzi la Corte d'Appello di Parigi è fissata il 9 giugno 2020 ed è in corso lo scambio di memorie tra le parti.

Olanda

A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient Shpk di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.

Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza del Tribunale di Amsterdam emessa nella stessa data. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk. La Corte è giunta a questa conclusione dopo aver affermato la propria giurisdizione sulla domanda subordinata di Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk 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 si è appreso che Albania BEG Ambient Shpk ha depositato un ricorso dinanzi alla Corte Suprema olandese.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Parallelamente, Albania BEG Ambient Shpk 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.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

In data 10 agosto 2018 è stato notificato a e-distribuzione il decreto di citazione diretta a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per il 23 maggio 2019. Il procedimento coinvolge, oltre che e-distribuzione SpA, per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, anche un suo dipendente, nonché alcune società terze e loro esponenti. Il procedimento è stato avviato per la presunta commissione del reato di gestione di rifiuti non autorizzata (art. 256 TUA) e per la violazione di prescrizioni del Codice dei Beni Culturali (decreto legislativo n. 42/2004), in relazione ad alcuni lavori di rimozione di una linea elettrica. Il 16 gennaio 2020 si è tenuta l'ultima udienza nella quale la stessa Procura di Milano aveva concluso per l'assoluzione del dipendente di e-distribuzione SpA (e, di conseguenza, della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001) che è stata poi confermata dalla sentenza di assoluzione emessa dal Tribunale di Milano il 23 gennaio 2020.

Incentivi ambientali - Spagna

A seguito della 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'ordinanza n. ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno. Secondo un'interpretazione letterale della citata Decisione, la Commissione sarebbe pervenuta alla conclusione preliminare che l'incentivo in questione costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107.1 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 le 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. 45.4 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. La Corte Costituzionale ha accolto tali ricorsi e, pertanto, è allo stato pendente la questione pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea. L'Amministrazione non ha finora richiesto la restituzione di alcuna somma.

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. A marzo 2014 il giudice, accogliendo l'istanza di CIEN, aveva disposto la sospensione del procedimento in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti. Il 14 febbraio 2019 CIEN ha ricevuto la notifica di un'ordinanza che ha riattivato il procedimento, dando avvio alle operazioni peritali. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 28 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas, nel maggio 2010, aveva presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di 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 Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) 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 1994 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 e il procedimento è in corso.

Con riferimento alla seconda domanda, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 2002, 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 e il procedimento è allo stato pendente. Con riguardo ai restanti quattro giudizi, si è ancora in attesa di una decisione di primo grado. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 524 milioni di real brasiliani (circa 116 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 V do Acarau Ltda (Coperva) con un valore di circa 268 milioni di real brasiliani (circa 59 milioni di euro). Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un ulteriore ricorso (*Embargo de Declaração*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. In data 3 febbraio 2016 Coperva ha presentato un ricorso speciale davanti al Superior Tribunal de Justiça che è stato accolto, il 5 novembre 2018, limitatamente alla decisione emessa sul precedente ricorso (*Embargo de Declaração*). Il 3 dicembre 2018 Enel ha presentato ricorso (*Agravio Interno)* avverso questa decisione al Superior Tribunal de Justiça. Il procedimento è attualmente pendente.

Contenziosi AGM - Brasile

Nel 1993 Celg Distribuiçao SA - Celg-D (oggi Enel Distribuição Goiás), 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 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 565 milioni di real brasiliani (circa 125 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 303 milioni di real brasiliani (circa 67 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 294 milioni di real brasiliani (circa 64 milioni di euro).
Il valore totale dei contenziosi è pari a circa 4 miliardi di real brasiliani (circa 894 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, Electropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) 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 Electropaulo 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 888 milioni di real brasiliani (circa 196 milioni di euro).

Arbitrato Neoenergia - Brasile

Il 18 giugno 2018 Neoenergia ha presentato una domanda arbitrale nei confronti di Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) dinanzi alla Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) avente a oggetto il Contratto di Investimento stipulato tra le due società in data 16 aprile 2018. In particolare, Neoenergia ha lamentato un'asserita mancanza di parità di trattamento tra i partecipanti alla procedura di acquisizione di Eletropaulo. In data 3 settembre 2018 Neoenegia ha modificato la propria domanda rinunciando alla richiesta di esecuzione in forma specifica delle obbligazioni previste dal contratto. L'attuale domanda riguarda la richiesta di risarcimento di danni derivanti dal presunto inadempimento del contratto di investimento. Il 27 febbraio 2020 è stato emesso un lodo che ha rigettato integralmente le pretese di Neoenergia, condannandola a rifondere Eletropaulo delle spese sostenute per il procedimento arbitrale.

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF) in Brasile, ha comunicato l'intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato. Il contratto è stato sottoscritto nel 2003 nell'ambito del "Programma prioritario di termoelettricità" costituito dal Governo brasiliano allo scopo di aumentare la generazione termoelettrica e la sicurezza di fornitura nel Paese. Il Programma prevedeva che lo Stato brasiliano sarebbe stato garante della fornitura di gas a prezzi regolamentati e definiti dal Ministero delle Finanze, Miniere e dell'Energia del Paese.
CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, aveva avviato un'azione legale ordinaria contro Petrobras con una richiesta di tutela cautelare ottenendo, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che aveva sospeso la risoluzione del contratto il quale era stato dichiarato ancora in essere.
Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CGTF davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas. CGTF ha presentato ricorsi avverso queste ultime decisioni sia sotto il profilo cautelare sia sotto quello ordinario, ottenendo un secondo provvedimento favorevole che ha consentito la produzione della centrale per qualche tempo ma che è stato successivamente revocato. CGTF ha impugnato questa decisione, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto. Il procedimento è tutt'ora pendente.
A fine gennaio 2018 CGTF ha ricevuto la domanda arbitrale di Petrobras in relazione alle contestazioni sopra descritte e nessun provvedimento giudiziario è stato finora assunto.
Successivamente, si è ottenuto un provvedimento cautelare a favore di CGTF con il quale si dispone la sospensione del pagamento di alcuni importi da parte di CGTF a favore di Enel Ceará (acquirente dell'energia prodotta).
Il 25 ottobre 2018 è stata ottenuta un'ulteriore misura cautelare a favore di CGTF con la quale è stato ordinato il ripristino dell'obbligo di fornitura di gas da parte di Petrobras. Quest'ultima aveva proposto ricorso avverso tale decisione, che è stato respinto e, pertanto, Petrobras ha impugnato questa decisione con un ricorso (*Embargo de Declaração*), anch'esso respinto in data 5 dicembre 2019. In seguito, Petrobras ha presentato, in data 27 gennaio 2020, due diversi tipi di ricorsi straordinari dinanzi, rispettivamente, alla Corte Suprema e alla Corte Federale di Brasilia per contestare tale decisione e che sono attualmente pendenti.

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 *acción de grupo*, 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. Un'ulteriore *acción popular* è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Dopo una serie di decisioni in sede cautelare, il giudice del Huila si è pronunciato in data 22 febbraio 2016 autorizzando provvisoria-

mente 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 e si è in attesa della emissione della sentenza.

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. Il procedimento si trova nella fase istruttoria.
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 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 sia MH Manazment hanno presentato appello avverso tale decisione. Quanto al primo giudizio avviato da VV, si è in attesa di una decisione, mentre 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. 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 ed è in corso lo scambio di memorie; (ii) per il procedimento relativo al 2011, si è in attesa della fissazione della data di udienza; (iii) 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; (iv) per i procedimenti relativi agli anni 2010 e 2013, l'udienza di primo grado è stata fissata il 10 marzo 2020. 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 legittimazione attiva di VV. L'udienza è stata rinviata al 12 marzo 2020 e sono stati disposti termini alle parti per un ulteriore scambio di memorie.

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 alle corti locali 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 si dichiara la nullità dello stesso. In data 11 settembre 2019 Chucas ha presentato un *recurso de aclaración y adición* davanti allo stesso tribunale e si è in attesa della relativa decisione.

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 presenta-

to 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 sia 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.

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 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 e si trovano attualmente in fase istruttoria.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whithholding 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 (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 Energia e Serviços SA 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 2019 è di circa 288 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 nn. 2.445/1988 e 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 2019 è di circa 145 milioni di euro.

ICMS - Ampla, Coelce ed Eletropaulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno noti-

ficato 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 (per periodi 2003, 2004 e 2006-2012) e alla società Eletropaulo (per periodi 2008-2018), contestando la detrazionedell'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 2019 è di circa 98 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.

I primi due gradi di giudizio amministrativo si sono conclusi a favore dell'Amministrazione Finanziaria. Nel terzo grado di giudizio amministrativo l'appello della società è stato respinto per aspetti formali; verso tale decisione la società si è opposta e, nel merito, continuerà a difendere in via giudiziale il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2019 è di circa 71 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 2019 è di circa 54 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 2019 è di circa 50 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 2019 è di circa 49 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 149 milioni di euro al 31 dicembre 2019: (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 17 milioni di euro); (ii) Endesa e le sue controllate principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di alcuni oneri finanziari (circa 23 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 continuerà a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional), chiedendo il mantenimento della sospensione della riscossione attraverso l'attuale garanzia bancaria.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2019 è di circa 93 milioni di euro.

53. Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei princípi, modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia per il Gruppo è successiva al 31 dicembre 2019.

- "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.
- *"Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards"*, emesso a marzo 2018. Il documento delinea le modifiche ai princípi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", emesso a marzo 2018, che prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. Il Conceptual Framework revised e le modifiche summenzionate saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020.
- "Amendments to IFRS 3 - *Definition of a Business",* emesso a ottobre 2018 per aiutare le società a valutare se un insieme di attività e beni acquistati rappresenti un business. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente.
- "Amendments to IAS 1 and IAS 8 - *Definition of Material",* emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di "materialità" fra princípi e chiarirne alcuni aspetti. La definizione prevede quanto segue: "l'informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente.
- "Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 - *Interest Rate Benchmark Reform"*, emesso a settembre 2019, prevede alcune modifiche alle disposizioni in tema di hedge accounting e alcuni obblighi di informazioni aggiuntive durante il periodo di transizione (ossia, fino alla definizione di un Interest Rate Benchmark alternativo ufficiale). Al riguardo, va notato che la riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti dell'hedge accounting e la posizione finanziaria netta quando saranno definiti i tassi alternativi.
- "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 che il diritto di una società a differire il regolamento deve esistere alla data di riferimento;
  - 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;
  - come le condizioni di prestito influenzano la classificazione; e
  - che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altre attività o servizi.

  Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

54. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, fornitrice di gas alla centrale di Fortaleza (Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF) in Brasile, come descritto nella nota 52 "Attività e passività potenziali", ha comunicato l'intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato.
In tal senso, Petrobras ha presentato, in data 27 gennaio 2020, due diversi tipi di ricorsi straordinari dinanzi, rispettivamente, alla Corte Suprema e alla Corte Federale di Brasilia per contestare tale decisione e che sono attualmente pendenti.

Lodo arbitrale Endesa

A seguito di numerose negoziazioni non andate buon fine, il 4 dicembre 2019, il sindacato maggiormente rappresentativo in Endesa ha deciso di partecipare volontariamente a un arbitrato presso il *Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje* (*SIMA)* con lo scopo di risolvere le principali divergenze relative al *V Convenio Colectivo Marco de Endesa.* Quale presupposto del compromesso arbitrale, 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 che è risultata favorevole a Endesa, ritenendo legittima l'interpretazione della società circa la correttezza dell'abolizione di alcuni benefici sociali al personale in pensione quale conseguenza della risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco Endesa.* 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.
Allo stato, non è possibile quantificare l'impatto finanziario che le modifiche adottate avranno sull'esercizio nell'anno 2020 e che si trovano attualmente in corso di valutazione da parte della società. Le parti coinvolte stanno lavorando in sinergia nel processo di transizione necessario a procedere alla quantificazione economica definitiva e alla formalizzazione di tali voci.

Pandemia da Coronavirus (COVID-19)

L'epidemia del nuovo Coronavirus (COVID-19) è iniziata a Wuhan, in Cina, ed è stata segnalata per la prima volta dalle autorità nazionali all'Organizzazione Mondiale della Sanità il 30 dicembre 2019.
Fino dalle prime settimane del 2020, pur in presenza di una forte sensibilizzazione sul tema da parte di organizzazioni internazionali, l'epidemia appariva circoscritta solo ad alcune aree del Sud-Est asiatico e del Medio Oriente, interessando esclusivamente talune regioni della Cina, la Corea del Sud e l'Iran.
Nella seconda metà di febbraio, i primi sporadici casi conclamati di COVID-19 in Italia hanno dato inizio a una seconda fase dell'epidemia, con una rapida escalation della sua diffusione in ambito europeo.
Recentemente, l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha confermato che l'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha assunto la connotazione di pandemia e, a poco più di due mesi dalla sua iniziale segnalazione, il numero di casi identificati al di fuori della Cina ha superato complessivamente quelli segnalati all'interno del Paese in cui l'epidemia si è generata. Ciò è dovuto alla crescente diffusione del virus in Europa, dove Italia e Spagna annoverano a oggi il maggior numero di contagi, alla rapida ascesa negli Stati Uniti, nonché al diffondersi dei primi focolai in America Latina e Africa.

Per contenere gli effetti del contagio, in attesa che la sperimentazione medica giunga all'individuazione di un vaccino somministrabile all'uomo, i Governi dei diversi Paesi hanno adottato numerose misure di contenimento, essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone, che potranno essere mantenute, oppure incrementate, sulla base della futura diffusione del virus.
A tale riguardo, il Gruppo ha emanato linee guida volte ad assi-

curare 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.

In particolare, la gestione della continuità aziendale è assicurata soprattutto grazie:

- all'estensione al personale remotizzabile, nei Paesi di maggiore presenza del Gruppo, della modalità di lavoro agile (smart working), introdotta già da alcuni anni, che, grazie agli investimenti in digitalizzazione, consente di lavorare da remoto a parità di livelli di efficienza ed efficacia;
- all'utilizzo di infrastrutture digitalizzate che consentono di assicurare il normale funzionamento degli asset produttivi, la continuità del servizio elettrico e di gestire da remoto tutte le attività relative al mercato e al rapporto con il cliente.

È operativa, altresì, una Global Task Force Enel, istituita anche a livello Paese, che ha lo scopo di coordinare e indirizzare le azioni da intraprendere nei Paesi di presenza del Gruppo, in sinergia con le Linee di Business tecnologiche globali.

In osservanza delle recenti raccomandazioni dell'ESMA dell'11 marzo 2020, il Gruppo ha avviato delle 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 che attengono essenzialmente alle dimensioni di analisi di seguito riportate:

- previsione degli impatti di natura macroeconomica sulle principali aree di interesse e nei principali Paesi di presenza del Gruppo;
- previsione delle quotazioni di energia elettrica e gas nei mercati energetici e delle altre materie prime;
- previsione degli impatti sulla domanda elettrica nei Paesi in cui opera il Gruppo, influenzata dalle diverse misure di contenimento alla diffusione dei contagi adottate a livello locale;
- analisi dei possibili ritardi sulle forniture e sugli appalti, a livello di supply chain di singola Business Line, in funzione delle misure restrittive introdotte in alcuni Paesi alle attività produttive.

Sulla base delle attuali informazioni disponibili, in uno scenario in continua evoluzione, è attivo un monitoraggio costante delle modifiche delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la miglior stima dei potenziali impatti sul Gruppo e permetterne la mitigazione con dei piani di reazione/contingency.

Grazie alla diversificazione geografica del Gruppo, al suo modello di business integrato lungo la catena del valore, a una solida struttura finanziaria, nonché al livello di digitalizzazione raggiunto che permette di garantire la continuità delle attività operative con lo stesso livello di servizio, non si hanno al momento evidenze di impatti significativi del COVID-19 sul Gruppo.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019, 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 2019 e il 31 dicembre 2019.

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 2019:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla 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 2019, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 19 marzo 2020

Francesco Starace	Alberto De Paoli
Amministratore Delegato di Enel SpA	Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

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 2019

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2019 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 il processo di selezione e 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 aderisce;
- l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;

- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono 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 2019 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2019");
- 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 2019 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 2019. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2019 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 2019 – 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 2019, nonché in base a quanto

disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2019 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. Riguardo ai princìpi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio individuale sono riportati (i) i princìpi applicati per la prima volta nel 2019, che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento e (ii) i princìpi di futura applicazione. Il Bilancio individuale 2019 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY 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 conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY 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 2019 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 2019, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2019 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. Riguardo ai princìpi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio consolidato sono riportati (i) i princìpi applicati per la prima volta nel 2019 e, in particolare, l'IFRS 16 Leasing, con puntuale illustrazione dei relativi impatti a livello di Stato Patrimoniale e Conto Economico e (ii) i princìpi di futura applicazione. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2019 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY 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 conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY 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 EY S.p.A. ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2019 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione EY 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 27 ottobre 2015), intese ad assicurare una maggiore 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 2020, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2019;

- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2019 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 2020, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2019 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 2019 – 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 Infrastructure and Network*, *Global Power Generation*, *Global Trading* 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 e Affari Euro-Mediterranei, 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. 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 della Società di revisione, avendo ricevuto in data odierna dalla stessa EY S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. e) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte di EY S.p.A. e delle entità appartenenti al relativo *network*, i cui corrispettivi 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 della Società di revisione EY S.p.A.

  Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

  Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione EY S.p.A. ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2019, 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. 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.

La medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") riferita all'esercizio 2019;

- per quanto concerne le attività svolte da parte del Collegio Sindacale nel corso del 2019 in relazione all'espletamento di apposita procedura di selezione intesa al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti di Enel per il periodo 2020-2028, si rinvia a quanto indicato (i) nella Relazione di cui all'art. 153 del Testo Unico della Finanza, approvata dal Collegio Sindacale in data 17 aprile 2019 e indirizzata all'Assemblea ordinaria degli Azionisti del 16 maggio 2019, nonché (ii) nell'apposita relazione illustrativa sul sesto argomento all'ordine del giorno della medesima Assemblea;
- 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 dalla Società di revisione EY 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 2019 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 alla funzione *Audit* della Società, ciascuna per quanto di competenza in relazione alla differente natura dei vari controlli) 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 2019;

- 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 la maggior parte 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 2020, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2019, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2020-2024 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- abbiamo ricevuto nel corso del 2019 una denuncia riferita a fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile, formulata da un Socio in occasione dello svolgimento dell'Assemblea degli Azionisti del 16 maggio 2019. In particolare, tale denuncia ha riguardato un'asserita arbitraria individuazione da parte del Presidente dell'Assemblea del tempo messo a disposizione degli Azionisti per richiedere ed effettuare i propri interventi, in violazione alle disposizioni del Regolamento assembleare. Il Collegio Sindacale, effettuate le opportune verifiche con il supporto della Funzione Affari Legali e Societari, non ha riscontrato irregolarità da segnalare e ha informato l'Azionista interessato circa l'esito delle analisi svolte. Non sono pervenuti esposti a codesto Collegio Sindacale nel corso del 2019;
- abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina, cui la Società aderisce, 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 2019.

Nel mese di marzo 2019 e, da ultimo, nel mese di febbraio 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 2019.

Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale – nel mese di maggio 2019 e, da ultimo, 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 2019 e durante i primi due mesi del 2020, 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 all'esercizio 2018 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 2019 mostrano un quadro positivo del funzionamento del Collegio Sindacale di Enel, dal quale emerge che tale organo – pur avendo significativamente modificato la propria composizione in occasione del rinnovo disposto dall'assemblea ordinaria del 16 maggio 2019 – ha saputo adottare modalità di funzionamento efficaci ed efficienti, nonché allineate al quadro normativo di riferimento, come attestato dalla società di consulenza incaricata.

Nel corso del 2019 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", che si è articolato in 4 incontri ed è stato organizzato dalla Società per fornire ad Amministratori e Sindaci 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 2019;

- 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 2019, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi di natura non finanziaria richiamati dall'art. 3, comma 1 del Decreto 254, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione EY S.p.A. ha rilasciato, ai sensi dell'art. 3, comma 10 del Decreto 254 e dell'art. 5 del Regolamento Consob n. 20267 del 18 gennaio 2018, l'attestazione circa la conformità delle informazioni fornite nella medesima dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rispetto a quanto richiesto dalla normativa vigente;
- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di settembre 2018) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento (consultabile sul sito internet aziendale) contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;
- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato, da ultimo nel mese di dicembre 2019, 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 2019. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento adotta una composizione collegiale. Dal mese di dicembre 2017 tale organismo risulta composto da tre membri esterni dotati 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 2019 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 2019 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 5 febbraio 2019) in merito al Piano di *Audit* 2019, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2019, 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 Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019 di cui all'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 2 aprile 2020 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla *best practice*, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, e perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-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 Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2020 e sui compensi corrisposti nel 2019 di cui all'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza è contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB

di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2019 da parte dei dirigenti con responsabilità strategiche (per questi ultimi in forma aggregata) e dai componenti dell'organo di controllo.

Il Collegio Sindacale ha inoltre vigilato sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2020, senza riscontrare criticità. Ha formato oggetto di verifica, in particolare, la coerenza delle diverse misure previste da tale politica rispetto alle disposizioni della Direttiva (UE) 2017/828 (il cui recepimento nell'ordinamento italiano non risulta ancora completato alla data della presente Relazione), alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, nonché 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.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2019 nel corso di 17 riunioni (12 delle quali tenute in forma congiunta con il Comitato controllo e rischi), nonché con la partecipazione alle 14 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi membri, alle 8 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, all'unica riunione del Comitato parti correlate e alle 8 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 EY 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 in corso una imponente emergenza sanitaria su scala mondiale dovuta all'epidemia da COVID-19. Le Autorità italiane hanno introdotto rilevanti limitazioni della 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 dell'epidemia da COVID-19, ha tenuto le 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, garantendo, comunque, l'identificazione degli stessi e lo scambio di documentazione, secondo quanto previsto dall'art. 25.4 dello Statuto sociale.

Il Collegio Sindacale segnala altresì che, secondo quanto consentito dall'art. 106, comma 4, del Decreto Legge 17 marzo 2020 n. 18, il Consiglio di Amministrazione della Società ha convocato l'Assemblea ordinaria degli Azionisti per il 14 maggio 2020 in unica convocazione, prevedendo che essa si svolga secondo modalità che consentano ai Soci di intervenirvi esclusivamente tramite il rappresentante designato dalla Società, al quale potranno essere conferite anche deleghe o subdeleghe ai sensi dell'art. 135-*novies* del Testo Unico della Finanza, in deroga rispetto a quanto previsto dall'art. 135-*undecies*, comma 4, del medesimo 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 svolgerà nei prossimi mesi la propria attività di vigilanza in stretto coordinamento con il Consiglio di Amministrazione, per verificare gli impatti economici e finanziari per la Società e il Gruppo Enel determinati dall'epidemia 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 EY S.p.A., Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2019 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 8 aprile 2020

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini Presidente

Avv. Romina Guglielmetti – Sindaco

Prof. Claudio Sottoriva – Sindaco

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2019

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

*****

INTEGRAZIONE DEL 30 APRILE 2020

*****

Signori Azionisti,

con riferimento a quanto indicato nella Relazione in oggetto (nel testo approvato dal Collegio Sindacale in data 8 aprile 2020) con riferimento all'attività di vigilanza svolta dal Collegio sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2020 (la "Politica di Remunerazione"), informiamo di avere partecipato alla riunione del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni di Enel S.p.A. svoltasi il 28 e 29 aprile 2020 e alla successiva riunione del Consiglio di Amministrazione svoltasi lo stesso 29 aprile 2020 in cui sono stati riesaminati alcuni contenuti della medesima politica.

In particolare, si segnala che nell'indicata riunione del 29 aprile 2020 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, ha disposto di modificare ed integrare alcuni elementi della Politica di Remunerazione, valorizzando, in particolare, taluni obiettivi di sostenibilità cui è collegata la componente variabile di breve termine della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel S.p.A. e la componente variabile di lungo termine della remunerazione del *top management* del Gruppo Enel.

Il Collegio ha, inoltre, verificato che tali interventi, riguardando documenti già pubblicati in vista dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti convocata per il 14 maggio 2020 in unica convocazione, siano stati oggetto di informativa al mercato a mezzo di comunicato stampa tempestivamente pubblicato dalla Società.

Roma, 30 aprile 2020

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini Presidente

Avv. Romina Guglielmetti – Sindaco

Prof. Claudio Sottoriva – Sindaco

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2019 del Gruppo Enel

Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

EY S.p.A.
Via Lombardia, 31
00187 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 324755504
ey.com

Building a better working world

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

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 (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio consolidato 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 2019, 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. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

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

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.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Recuperabilità di attività non correnti	
Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 include tra le attività non correnti Immobili, impianti e macchinari pari a Euro 79.809 milioni, Attività immateriali pari a Euro 19.089 milioni e Avviamento pari a Euro 14.241 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) che includono avviamento, attività immateriali a vita utile indefinita o altre attività non correnti che presentavano indicatori di impairment. Il processo seguito dal management e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna CGU sono basati su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, prevalentemente, alle previsioni dei flussi di cassa futuri propri di ogni CGU così come desumibili dal Piano Industriale 2020-2024 nonché alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e dei tassi di attualizzazione applicati a tali previsioni. In relazione a quanto sopra, assumono particolare rilevanza le ipotesi formulate dagli amministratori circa il futuro andamento degli scenari economici, tra cui l'andamento della domanda elettrica e del gas e dei relativi prezzi attesi, la disponibilità delle risorse rinnovabili nonché alcune variabili quali inflazione, tassi di cambio e tassi di interesse. Il Gruppo, nel corso dell'esercizio 2019 ha rilevato perdite di valore per Euro 4.221 milioni riferite principalmente all'adeguamento dei valori di iscrizione di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia. In considerazione del giudizio richiesto e della complessità delle assunzioni utilizzate nella stima del valore recuperabile delle attività non correnti, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa alla recuperabilità delle attività non correnti è	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi della procedura di impairment delle suddette attività non correnti e dei relativi controlli posti in essere dal Gruppo; • l'analisi dei criteri di identificazione delle CGU e della riconciliazione dei valori contabili ad esse attribuiti con il bilancio consolidato; • l'analisi delle principali assunzioni del Piano Industriale 2020-2024 e dei relativi flussi di cassa futuri, incluso il confronto con dati e previsioni di settore; • l'analisi della coerenza delle previsioni dei flussi di cassa futuri di ciascuna CGU con il Piano Industriale 2020-2024; • l'analisi dell'esistenza delle condizioni previste dallo IAS 36 per la ripresa di valore a fronte di svalutazioni precedentemente rilevate; • la valutazione circa la capacità del management di formulare previsioni accurate, mediante confronto tra i dati storici consuntivati e le precedenti previsioni. Nello svolgimento delle verifiche ci siamo avvalsi dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione, al fine di verificare le metodologie utilizzate nel processo, l'accuratezza matematica del modello, la ragionevolezza dei tassi di crescita a lungo termine e del tasso di attualizzazione nonché l'esito delle analisi di sensitività effettuate dalla direzione. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Building a better working world

riportata alla nota di commento 2. "*Principi contabili e criteri di valutazione – Recuperabilità di attività non finanziarie*", alla nota di commento 16. "*Immobili, impianti e macchinari*" alla nota di commento 21. "*Avviamento*" e alla nota di commento 9.e *"Ammortamenti e altri impairment"*.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Ricavi per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati. I ricavi afferenti al periodo tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime che considerano il consumo giornaliero del cliente, determinato principalmente in funzione del suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sullo stesso. In considerazione della complessità delle assunzioni utilizzate per stimare i ricavi di energia elettrica e gas erogati non ancora fatturati, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave della revisione. L'informativa di bilancio relativa ai ricavi rilevati nell'esercizio per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate è riportata alla nota di commento *2. "Principi contabili e criteri di valutazione – Uso di stime – Ricavi"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di rilevazione dei ricavi di energia elettrica e gas e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle società del Gruppo interessate; • la verifica degli algoritmi e dei dati utilizzati nei sistemi informatici dalle società del Gruppo interessate, eseguita anche con il supporto dei nostri specialisti in Information Technology; • le procedure di validità su un campione dei dati utilizzati dalla direzione per determinare i ricavi maturati, incluso il riscontro, ove applicabile, delle informazioni sulle quantità immesse in rete e rese disponibili dai trasportatori e dai distributori; • il confronto della stima rilevata in bilancio con i dati successivamente consuntivati. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Contenziosi	
Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali collegati al normale svolgimento delle proprie attività, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale e che potrebbero generare passività di importo anche significativo. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, in particolare, alla valutazione delle incertezze connesse alla previsione degli esiti dei procedimenti e all'adeguatezza dell'informativa di bilancio; esso inoltre tiene conto degli elementi di valutazione acquisiti dalla funzione legale interna e dai consulenti legali esterni. In considerazione del giudizio richiesto, della significatività di tali contenziosi e della complessità del processo di valutazione, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa ai contenziosi è contenuta alla nota di commento *2. "Principi contabili e criteri di valutazione – Uso di stime – Contenziosi"* e alla nota di commento *52. "Attività e passività potenziali"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di identificazione dei contenziosi legali e fiscali e dei procedimenti amministrativi in corso e dei relativi controlli posti in essere; • l'analisi critica delle assunzioni utilizzate nella valutazione dei rischi legali e fiscali predisposta dalle funzioni legale e fiscale del Gruppo; • la discussione con le funzioni legale e fiscale circa lo stato dei contenziosi maggiormente significativi e l'esame della principale documentazione ritenuta rilevante, anche con l'ausilio di nostri esperti in materia legale e fiscale; • l'ottenimento delle conferme esterne da parte dei consulenti legali e fiscali che assistono le diverse società del Gruppo interessate nonché l'esame delle stesse al fine di verificare la coerenza delle informazioni ottenute con la valutazione del rischio effettuata dalla direzione e dalle funzioni legale e fiscale. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Building a better working world

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale 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. 28 febbraio 2005, n. 38 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 ad 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 ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od 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 e della relativa informativa;

Building a better working world

- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che 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 ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (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 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) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 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.

Building a better working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

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 2019, 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) n. 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. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019 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 2019 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. 27 gennaio 2010, n. 39, 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. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 8 aprile 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Revisore Legale)

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2019

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 2019, 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, l'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.

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	10.166.679.946,00	Euro	Holding	Holding			
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	Albany	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Hydro Development Group Acquisition LLC Pyrites Hydro LLC	50,00% 50,00%	50,00%
4814 Investments LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Abc Solar 10 SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Abc Solar 2 SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Activation Energy Limited	Dublino	Irlanda	100.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Limited	100,00%	100,00%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	300.297,00	Euro	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aero-tanna Srl	Roma	Italia	15.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00%	80,00%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	Euro	Progettazione e servizi	-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,01%
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Alba Energia Ltda	Niterói	Brasile	16.045.169,00	Real brasiliano	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Albany Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Alliance SA	Managua	Nicaragua	6.180.150,00	Cordoba oro nicaraguense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	49,90%	10,27%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Barcellona	Spagna	3.010,00	Euro	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	Italia	900.000,00	Euro	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Integrale	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	Brasile	21.017.415,92	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Ampla Energia e Serviços SA	Niterói	Brasile	2.498.230.386,65	Real brasiliano	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,73%	57,11%
Anea - Agenzia Napoletana per l'Energia e l'Ambiente	Napoli	Italia	418.330,12	Euro	-	-	e-distribuzione SpA	12,96%	12,96%
Annandale Solar LLC	Minnesota	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Apiacás Energia SA	Niterói	Brasile	14.216.846,33	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Aquenergy Systems LLC	Greenville	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	Spagna	3.010,00	Euro	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Vandellos L'Hospitalet de L'Infant	Spagna	19.232.400,00	Euro	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41%	59,87%
Athonet France SASU	Parigi	Francia	50.000,00	Euro	Servizi ICT	-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet Srl	Trieste	Italia	6.892.757,00	Euro	-	-	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	Regno Unito	1,00	Sterlina inglese	Telecomunicazioni	-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet USA Inc.	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Qualsiasi scopo lecito	-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Atwater Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	51,00%	51,00%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Aurora Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	India	100.000,00	Rupia indiana	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	New Delhi	India	100.000,00	Rupia indiana	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	India	100.000,00	Rupia indiana	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	India	100.000,00	Rupia indiana	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SL	Palma de Mallorca	Spagna	3.006,00	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Baleares Energy SL	Palma de Mallorca	Spagna	4.509,00	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Barnet Hydro Company LLC	Burlington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc. Sweetwater Hydroelectric LLC	10,00% 90,00%	100,00%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	Federazione Russa	3.010.000,00	Rublo	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc.	Albany	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel North America Inc.	75,00% 25,00%	62,50%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
BLP Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	India	10.000.000,00	Rupia indiana	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
BLP Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	India	45.000.000,00	Rupia indiana	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
BLP Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	India	5.000.000,00	Rupia indiana	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power India Private Limited (ex BLP Energy Private Limited)	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
BluRe M.A.	Manternach	Lussemburgo	6.400.000,00	Euro	Associazione di mutua assicurazione	-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogaris PV1 SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Bondia Energia Ltda	Niterói	Brasile	2.950.888,00	Real brasiliano	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Boott Hydropower LLC	Boston	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	Spagna	3.010,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Bp Hydro Associates	Boise	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Idaho LLC Enel North America Inc.	68,00% 32,00%	100,00%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bp Hydro Associates Enel North America Inc.	75,92% 24,08%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazoria County Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Broadband Comunicaciones SA	Quito	Ecuador	30.290,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Ecuador Ufiec SA Ufinet Latam SLU	99,99% 0,01%	20,60%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump Lp	Alberta	Canada	10,00	Dollaro canadese	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1.000,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala One Operation Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1.000,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	1.000,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	1,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Lisbona	Portogallo	50.000,00	Euro	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,01% 49,99%	35,05%
Cascade Energy Storage LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Castiblanco Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	Euro	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	Dollaro canadese	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcellona	Spagna	30.862.800,00	Euro	Holding	-	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	0,94%	0,66%
CCPRO Bucharest SA	Bucarest	Romania	79.800.000,00	Nuovo leu rumeno	Finanziaria	-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago	Cile	709.783.206,00	Peso cileno	-	-	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	6,00%	3,72%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goiás	Brasile	5.075.679.362,52	Real brasiliano	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,93%	57,22%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	1.231.270.567,54	Peso argentino	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,25% 69,99%	23,05%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	Brasile	4.859.739,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	758.950,00	Real brasiliano	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel X Brasil SA	100,00%	57,26%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	Brasile	151.940.000,00	Real brasiliano	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.213,34	Euro	Gestione di impianti	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	23,34%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	Euro	Gestione di impianti	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	Peso argentino	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	6,40% 1,30% 33,20%	14,53%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	Euro	Gestione di impianti	Equity	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23,57% 0,69%	16,76%
Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro	Kalná Nad Hronom	Slovacchia	6.639,00	Euro	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	Euro	Ricerche, servizi di prova e collaudo, studio e consulenza, ingegneria, progettazione, certificazione, consulenza	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Chi Black River LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	Perù	295.249.298,00	Nuevo sol peruviano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	38,30%
Chisago Solar LLC	Minnesota	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chisholm View II Holding LLC	51,00%	51,00%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 Wind Holdings I LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CivDrone	Haifa	Israele	1.000.000,00	Siclo israeliano	Ricerca e sviluppo	-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3,79%	3,79%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Codensa SA ESP	Bogotà	Colombia	13.487.545.000,00	Peso colombiano	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,30%	27,66%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.060,73	Euro	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	Italia	2.310.000,00	Euro	-	Equity	Enel.si Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	600.000,00	Euro	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,48%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	Italia	14.730.800,00	Euro	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	Brasile	808.246.885,77	Real brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	42,40%
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda - CTM	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	Peso argentino	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel CIEN SA Enel SpA	100,00% 0,00%	57,26%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	Perù	2.886.000,00	Nuevo sol peruviano	Progetti idroelettrici	Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	57,26%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	Euro	Impianti eolici	Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SL	5,00% 35,63%	26,29%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville	USA	110.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
CONSEL - Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore	Roma	Italia	51.000,00	Euro	Formazione	Equity	OpEn Fiber SpA	1,00%	0,50%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	USA	550.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	81,83%	81,83%
Consorzio Civita "in liquidazione"	Roma	Italia	156.000,00	Euro	-	-	Enel SpA	33,30%	33,30%
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	44.538.000,00	Euro	Sviluppo regionale	-	Endesa SA	1,01%	0,71%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	Spagna	271.652,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	17,53%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cranberry Point Energy Storage LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Crucero de Atacama SpA	Santiago	Cile	10.000.000,00	Peso cileno	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Crucero Este Dos SpA	Santiago	Cile	209.755.678,00	Peso cileno	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Crucero Este Tres SpA	Santiago	Cile	273.188.329,00	Peso cileno	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Crucero Este Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	Repubblica del Sudafrica	100,00	Rand	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	Nuovo leu rumeno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Dehesa de Los Guadalupes Solar SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Dehesa Pv Farm 03 SLU	Valencia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Dehesa Pv Farm 04 SLU	Valencia	Spagna	3.000,00	Euro	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Derivex SA	Bogotà	Colombia	715.292.000,00	Peso colombiano	Finanziaria	-	Emgesa SA ESP	5,00%	1,39%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	33.101.350,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Italia	398.321,50	Euro	Ricerca e sviluppo sperimentale nel campo delle scienze naturali e dell'ingegneria	-	Enel Produzione SpA	1,89%	1,89%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	100,00%	61,93%
Dietrich Drop LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	Euro	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	55,00% 45,00%	70,10%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	12.621.210,00	Euro	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.612.021,00	Peso argentino	Holding	Integrale	Enel Américas SA	51,50%	29,49%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Dmd Holding AS in liquidazione	Trenčín-Zlatovce	Slovacchia	199.543.284,87	Euro	Produzione di energia	-	Slovenské elektrárne AS	2,94%	0,97%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Messico	2.070.600.646,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	Italia	1.000.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	YouSave SpA	60,00%	60,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	1.204.540.060,00	Euro	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
E-Distribuție Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	Nuovo leu rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Dobrogea SA	Constanta	Romania	280.285.560,00	Nuovo leu rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	Nuovo leu rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
e-distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	Euro	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	Italia	100.000,00	Euro	Ricerche, servizi di prova e collaudo, studio e consulenza, ingegneria, progettazione, certificazione, consulenza	Equity	YouSave SpA	50,00%	50,00%
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Energia rinnovabile	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	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar Pv II LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Holdings II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 3 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 4 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Joint venture	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	20,00%	20,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	20,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
El Dorado Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
El Paso Solar SAS ESP	Bogotà	Colombia	91.694.000,00	Peso colombiano	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	100,00%
Elcogas SA (en liquidación)	Puertollano (Ciudad Real)	Spagna	809.690,40	Euro	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,05%
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	Romania	4.590.000,00	Nuovo leu rumeno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Pego	Portogallo	50.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,05%
Electra Capital (Rf) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Gerona	Spagna	165.876,00	Euro	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,10%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.821,79	Euro	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	500.000,00	Euro	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	4.960.246,40	Euro	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcellona	Spagna	2.906.862,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	0,18%	0,12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	Barueri	Brasile	3.079.524.934,33	Real brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Elini	Antwerpen	Belgio	31.855.683,05	Euro	Associazione di mutua assicurazione	-	Slovenské elektrárne AS	4,26%	1,41%
Elk Creek Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Emerging Networks Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	1.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Emgesa SA ESP	Bogotà	Colombia	655.222.312.800,00	Peso colombiano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,48%	27,76%
Emintegral Cycle SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	Euro	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA (Sociedad Unipersonal)	Ceuta	Spagna	9.335.000,00	Euro	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,50%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	Spagna	16.562.250,00	Euro	Holding	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	96,29%	67,50%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	Perù	7.928.044,00	Nuevo sol peruviano	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	100,00%
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	Perù	3.368.424,00	Nuevo sol peruviano	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	100,00%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago	Cile	250.428.941,00	Peso cileno	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Empresa Eléctrica de Colina Ltda Enel Distribución Chile SA	0,10% 99,90%	61,36%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	Argentina	898.585.028,00	Peso argentino	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrilec Inversora SA Enel Argentina SA	56,36% 43,10%	41,30%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	Peso cileno	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,00% 100,00%	61,36%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,04% 99,96%	61,93%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	175.774.920.733,00	Peso cileno	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	53,67%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.789.439,24	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	31,58%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	Dollaro statunitense	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	Euro	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	Portogallo	250.000,00	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	100.000,00	Euro	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	14.919.195,32	Euro	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	Euro	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación Nuclear SA	Siviglia	Spagna	60.000,00	Euro	Subholding di partecipazioni nel settore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	Portogallo	50.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA Endesa Generación SA Enel Green Power España SL	0,20% 99,20% 0,60%	70,10%
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.940.379.735,35	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	Euro	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	89.999.790,00	Euro	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	Spagna	10.138.580,00	Euro	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	Sterlina inglese	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	719.901.723,26	Euro	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	Euro	Holding	Integrale	Enel Iberia SLU	70,10%	70,10%
Endesa Soluciones SLU	Madrid	Spagna	3.000,00	Euro	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa X SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	60.000,00	Euro	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021,00	Dollaro canadese	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago	Cile	9.783.875.314,43	Dollaro statunitense	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	57,26%	57,26%
Enel And Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	Israele	38.000,00	Siclo israeliano	Attività legali	Equity	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	2.297.711.908,00	Peso argentino	Holding	Integrale	Enel Américas SA Enel Generación Chile SA	99,92% 0,08%	57,26%
Enel Bella Energy Storage LLC	Delaware	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil SA	Niterói	Brasile	16.158.210.421,21	Real brasiliano	Holding	Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA	99,16% 0,84%	57,26%
Enel Chile SA	Santiago	Cile	3.882.103.470.184,00	Peso cileno	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	61,93%	61,93%
Enel CIEN SA	Niterói	Brasile	285.044.682,00	Real brasiliano	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Cile	230.137.979.938,00	Peso cileno	Holding. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	99,09%	61,36%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	Perù	638.563.900,00	Nuevo sol peruviano	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	83,15%	47,61%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	Euro	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	Messico	25.000.100,00	Peso messicano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Romania	37.004.350,00	Nuovo leu rumeno	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	Nuovo leu rumeno	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	Repubblica del Sudafrica	100,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	USA	200.000.000,00	Dollaro statunitense	Finanziaria	Integrale	Enel Holding Finance Srl	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.371,00	Euro	Finanziaria	Integrale	Enel Holding Finance Srl Enel SpA	75,00% 25,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	50,06%	50,06%
Enel Generación Chile SA	Santiago	Cile	552.777.320.871,00	Peso cileno	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	93,55%	57,93%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	Peso argentino	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	43,34%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	Peso argentino	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	37,64%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	Perù	2.498.101.267,20	Nuovo sol peruviano	Generazione di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	47,87%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	Perù	73.982.594,00	Nuovo sol peruviano	Generazione di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	55,26%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	Messico	7.100.100,00	Peso messicano	Produzione di energia	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	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	Italia	10.100.000,00	Euro	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	Italia	11.000.000,00	Euro	Attività di consulenza imprenditoriale e altra consulenza amministrativo-gestionale e pianificazione aziendale	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	Euro	Trading e logistica dei combustibili	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	82.534.295,00	Peso argentino	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,24% 0,76%	100,00%
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói	Brasile	122.952.830,00	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Niterói	Brasile	7.161.724.678,00	Real brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	Brasile	270.114.539,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	Brasile	64.339.835,85	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	99,61% 0,15%	57,12%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	Canada	85.681.857,00	Dollaro canadese	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	842.086.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel SpA	99,99% 0,01%	61,93%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Holding	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotà	Colombia	3.387.243.000,00	Peso colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía y Servicios South America SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cremzow GmbH & Co. Kg	Schenkenberg	Germania	1.000,00	Euro	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH	Schenkenberg	Germania	25.000,00	Euro	Servizi alle imprese	Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Niterói	Brasile	144.784.899,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Cristal Eólica SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,17% 0,83%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	Brasile	100.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	100.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	100.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	100.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 07 SA	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Cumaru 06 SA	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Cumaru Participaçoes SA	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Holding	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	Brasile	83.709.003,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,16% 0,84%	100,00%
Enel Green Power del Sur SpA	Santiago	Cile	355.605.313,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,00% 100,00%	61,93%
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Niterói	Brasile	549.062.483,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Niterói	Brasile	93.538.826,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Niterói	Brasile	39.558.322,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Niterói	Brasile	113.170.233,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	Brasile	115.923.464,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Niterói	Brasile	33.474.258,38	Real brasiliano	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Italia	20.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Niterói	Brasile	130.354.009,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	Egitto	250.000,00	Sterlina egiziana	Gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Calgary	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv in liquidazione	-	El Salvador	-	Colon salvadoregno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Niterói	Brasile	150.191.530,00	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98,93% 1,07%	100,00%
Enel Green Power España SL	Siviglia	Spagna	11.152,74	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Niterói	Brasile	129.418.174,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,14% 0,86%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	Brasile	264.141.174,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Niterói	Brasile	121.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Niterói	Brasile	121.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Monaco	Germania	25.000,00	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	100,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	Olanda	10.000,00	Euro	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	10.000.000,00	Quetzal guatemalteco	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	8.170.350,00	Euro	Holding. Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply SA	Maroussi	Grecia	600.000,00	Euro	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	Maroussi	Grecia	106.599.641,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Operator Wind	Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA	Niterói	Brasile	451.566.053,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	India	100.000.000,00	Rupia indiana	Holding	Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Niterói	Brasile	199.552.644,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Niterói	Brasile	219.235.933,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Niterói	Brasile	407.279.143,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Niterói	Brasile	135.459.530,00	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,89% 1,11%	100,00%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100.000,00	Scellino keniota	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Lagedo Alto SA	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Niterói	Brasile	90.722.530,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,20% 0,80%	100,00%
Enel Green Power Metehara Solar Privrate Limited Company	-	Etiopia	5.600.000,00	Birr etiope	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	Peso messicano	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Niterói	Brasile	132.642.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Niterói	Brasile	117.142.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	Marocco	170.000.000,00	Dirham marocchino	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Niterói	Brasile	408.441.942,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Niterói	Brasile	355.361.942,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Mourão SA	Niterói	Brasile	25.600.100,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	10.000,00	Dollaro namibiano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Gestione di impianti	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panamá Srl	Panama	Repubblica di Panama	3.001,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,97% 0,03%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	Brasile	123.350.100,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Niterói	Brasile	127.424.000,00	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	98,79% 1,21%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Niterói	Brasile	189.519.527,57	Real brasiliano	Impianti eolici	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	Perù	394.035.184,00	Nuevo sol peruviano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Niterói	Brasile	143.674.900,01	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	Egitto	15.000.000,00	Sterlina egiziana	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	Romania	2.430.631.000,00	Nuovo leu rumeno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	120,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	Federazione Russa	60.500.000,00	Rublo	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	272.000.000	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Niterói	Brasile	274.420.832,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Sannio	Roma	Italia	750.000,00	Euro	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói	Brasile	115.513.587,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	Brasile	30.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	30.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	147.676.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	Brasile	162.000.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	30.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	30.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 13 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,89% 0,11%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,89% 0,11%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 16 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 2 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	Brasile	162.676.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 20 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	Brasile	162.000.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	162.000.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	142.676.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	Brasile	162.676.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	162.676.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Brasile	14.976.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 9 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 46 SA)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Holding	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	Brasile	143.674.900,00	Real brasiliano	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Shu SAE in liquidazione	Cairo	Egitto	15.000.000,00	Sterlina egiziana	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	Repubblica di Singapore	1.300.000,00	Dollaro di Singapore	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	Italia	50.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	Italia	50.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Niterói	Brasile	91.634.360,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,84% 1,16%	100,00%
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	Egitto	15.000.000,00	Sterlina egiziana	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	65.654.658,00	Nuova lira turca	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	Brasile	171.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	185.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	178.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	182.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	198.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	126.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	Brasile	249.650.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	126.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	113.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	106.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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	Brasile	132.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	Brasile	185.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda 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)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	105.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Angela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	Brasile	105.001.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Niterói	Brasile	110.200.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Niterói	Brasile	147.000.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	202.100.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	183.700.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Niterói	Brasile	183.700.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	202.100.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	202.100.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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)	Niterói	Brasile	110.200.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	202.100.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Niterói	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Holding	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	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 04 SA	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 08 SA	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 16 SA	Teresina	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	138.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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 19 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Brasile	1.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	1.200.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos 1 SA)	Niterói	Brasile	565.756.528,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	Zambia	15.000,00	Kwacha zambiano	Vendita di energia elettrica	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	Brasile	140.001.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Holding Finance Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia SLU	Madrid	Spagna	336.142.500,00	Euro	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	Italia	1.100.000,00	Euro	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	Euro	Riassicurazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.000.000,00	Euro	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	Italia	50.100.000,00	Euro	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	USA	50,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Calgary	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	-	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Perú SAC	San Miguel	Perù	5.361.789.105,00	Nuevo sol peruviano	Holding	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	57,26%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Global Investment BV Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Romania SA	Buftea	Romania	200.000,00	Nuovo leu rumeno	Servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rus Wind Azov LLC	Mosca	Federazione Russa	200.000.000,00	Rublo	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Generation LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	Rublo	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk City	Federazione Russa	10.000,00	Rublo	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Yekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	Rublo	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	Arabia Saudita	1.000.000,00	Riyal saudita	Gestione delle attività relative alla partecipazione alle gare indette da SEC per lo sviluppo dello "Smart metering e grid automation"	Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	Nuovo leu rumeno	Servizi nel settore energetico	Integrale	E-Distribuție Banat SA E-Distribuție Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Solar Srl	Panama	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	Euro	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói	Brasile	42.863.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Soluções Energéticas Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Tecnologia de Redes SA	Niterói	Brasile	10.000,00	Real brasiliano	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade doo in liquidazione	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	Kuna	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	Nuovo leu rumeno	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Energie Muntenia SA	100,00%	78,00%
Enel Trade Serbia doo	Belgrado	Serbia	300.000,00	Euro	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	Argentina	14.011.100,00	Peso argentino	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	55,00% 45,00%	57,26%
Enel Trading Brasil SA	Niterói	Brasile	1.000.000,00	Real brasiliano	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	USA	10.000.000,00	Dollaro statunitense	Operazioni di trading	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	Argentina	127.800.000,00	Peso argentino	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	2.324.698,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	9.880,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Vancouver	Canada	10.000,00	Dollaro canadese	-	Integrale	Enel X Canada Holding Inc. Enel X Canada Ltd	0,01% 99,99%	100,00%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	Brasile	117.240,00	Real brasiliano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Ireland Limited EnerNOC Uk II Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	Brasile	97.313.600,00	Real brasiliano	Attività elettrica	Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	57,26%
Enel X Canada Holding Inc.	Vancouver	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	Holding	Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	Canada	1.000,00	Dollaro canadese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago	Cile	3.800.000.000,00	Peso cileno	Servizi	Integrale	Enel Chile SA	100,00%	61,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS	Bogotà	Colombia	5.000.000.000,00	Peso colombiano	Installazione, manutenzione e riparazione di impianti elettronici	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	27,66%
Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	Cina	3.500.000,00	Dollaro statunitense	Attività nel settore della mobilità elettrica	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Federal LLC	Lutherville	USA	5.000,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Lutherville	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	Euro	Servizi	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X France SAS	Parigi	Francia	1.000,00	Euro	-	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	USA	-	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	Italia	100.000,00	Euro	Attività delle società di partecipazione (holding)	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	Irlanda	100.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia SpA	Roma	Italia	200.000,00	Euro	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Japan K.K.	Tokyo	Giappone	165.000.000,00	Yen giapponese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	Korea del Sud	1.200.000.000,00	Won sudcoreano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Lutherville	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Mobility Romania Srl	Bucarest	Romania	937.800,00	Nuovo leu rumeno	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel X International Srl Enel X Srl	99,00% 1,00%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	Italia	100.000,00	Euro	Attività nel settore della mobilità elettrica	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Lutherville	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	Nuova Zelanda	313.606,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Lutherville	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Norway AS	Porsgrunn	Norvegia	1.000.000,00	Corona norvegese	Servizi	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	Perù	3.005.000,00	Nuevo sol peruviano	Attività nel settore della mobilità elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	57,26%
Enel X Polska Sp. Zo.o.	Varsavia	Polonia	5.000,00	Zloty polacco	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Romania Srl	Bucarest	Romania	234.450,00	Nuovo leu rumeno	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel X International Srl Enel X Srl	99,00% 1,00%	100,00%
Enel X Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	8.000.000,00	Rublo	-	Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	Italia	1.050.000,00	Euro	Holding. Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai City	India	45.000,00	Rupia indiana	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Enel X International Srl Enel X North America Inc.	100,00% 0,00%	100,00%
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	Repubblica di Singapore	199.999,00	Euro	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	Taiwan	65.000.000,00	Nuovo dollaro taiwanese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Uk Limited	Londra	Regno Unito	10.001,00	Sterlina inglese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	Euro	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enelco SA	Maroussi	Grecia	60.108,80	Euro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000,00	Riyal saudita	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Niterói	Brasile	5.068.000,00	Real brasiliano	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000,00	Euro	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	Perù	6.463.000,00	Nuevo sol peruviano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Perú SAC Enel Green Power Perú SAC Energía y Servicios South America SpA	0,01 % 99,99% 0,00%	99,99%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA	Ceuta	Spagna	65.000,00	Euro	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,50%
Energía Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	-	Euro	Generazione e fornitura di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Energía Eólica Alto del Llano SLU	Madrid	Spagna	3.300,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energia Eolica Srl in sigla EN.EO. Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones S de RL	San José	Costa Rica	10.000,00	Colon costaricano	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	Messico	33.452.769,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Messico	673.583.489,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Messico	2.953.980,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Cile	2.404.240.000,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00%	15,48%
Energía Neta SA Caseta Llucmajor SL (Sociedad Unipersonal)	Palma de Mallorca	Spagna	9.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	51.879.307,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Messico	5.339.650,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,04% 99,96%	100,00%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	Euro	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago	Cile	142.091.084,73	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	546.919,10	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	Euro	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	Euro	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,73%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	Spagna	270.450,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,98%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,08%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	19.594.860,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Marocco	750.400.000,00	Dirham marocchino	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,43%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	Euro	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
ENergy Hydro Piave Srl in liquidazione	Belluno	Italia	800.000,00	Euro	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	630.451,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Energy Storage Resources LLC	Houston	USA	10,00	Dollaro statunitense	Holding	Equity	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	10,00%	10,00%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	Germania	25.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	Irlanda	100.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC Uk II Limited	Londra	Regno Unito	21.000,00	Sterlina inglese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X Uk Limited	100,00%	100,00%
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	Cina	1.500,00	Euro	Energia rinnovabile	Equity	EnerNOC Uk II Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	USA	1.500,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Envatios Promoción I SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Envatios Promoción II SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Envatios Promoción III SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Envatios Promoción XX SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Eólica del Cierzo SLU	Saragozza	Spagna	225.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Eólica del Principado SAU	Gijón - Asturias	Spagna	60.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	3.561.342,50	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	35,40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201,54	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Spagna	240.400,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,08%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	Spagna	-	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	Peso argentino	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000,00	Euro	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Eólicas de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	42,06%
Eolo Energie Corleone Campofiorito Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EPM Eólica Dolores SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Empresa Energía SA	Cadice	Spagna	2.500.000,00	Euro	Fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Essex Company LLC	Boston	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	Germania	40.050.000,00	Euro	Trading di commodity	-	Enel Global Trading SpA	2,33%	2,33%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	70,00%	49,07%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	51,59%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	Spagna	100.000,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	45,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	Israele	100,00	Siclo israeliano	Qualsiasi scopo lecito	Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	Italia	10.000,00	Euro	Servizi	Integrale	PayTipper SpA	100,00%	55,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Maracanaú	Brasile	577.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Granada	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Fowler Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcellona	Spagna	9.000,00	Euro	Attività immobiliare	Equity	Endesa Generación SA	61,37%	43,02%
Fulcrum LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Furatena Solar 1 SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Galaxy Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	Rand	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	Peso argentino	Trasporto di gas naturale	Integrale	Enel Generación Chile SA	100,00%	57,93%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Gauley River Management LLC	Willison	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LLC	Summersville	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Genability Inc.	San Francisco	USA	6.010.074,72	Dollaro statunitense	Servizi nel settore energetico	Equity	Enel X North America Inc.	50,00%	50,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	Quetzal guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	Quetzal guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,01% 99,99%	100,00%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama	Repubblica di Panama	10.100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,01% 0,99%	100,00%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	326.577.419.702,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	84,59%	52,39%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Barangaroo, Sydney	Australia	-	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Global Coal Limited	Londra	Regno Unito	4.042.375,00	Sterlina inglese	Trading di carbone e attività connesse	-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	Costa Rica	900.000,00	Colon costaricano	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	-	Enel Green Power Costa Rica SA	10,00%	10,00%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	Dollaro statunitense	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	19,31%
Goldcup 18936 AB	Stoccolma	Svezia	50.000,00	Corona svedese	Servizi	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Goodyear Lake Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	30.936.736,00	Euro	Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	70,10%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	1.145.400,00	Nuovo leu rumeno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Hatch Data Inc.	San Francisco	USA	10.000,00	Dollaro statunitense	Qualsiasi scopo lecito	-	Enel X North America Inc.	5,00%	5,00%
Haystack Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Helio Atacama Cinco SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	Euro	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	Messico	30.890.736,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120,00	Euro	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	Peso argentino	Holding	Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	55,37%
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	Euro	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10,00% 90,00%	70,10%
High Lonesome Storage LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Holding. Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Shoals LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	2,00	Dollaro australiano	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	3.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de Los Caballeros	Spagna	3.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Hope Creek LLC	Crestview	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hubject GmbH	Berlino	Germania	65.943,00	Euro	Attività nel settore della mobilità elettrica	-	Enel X International Srl	12,50%	12,50%
Hydro Development Group Acquisition LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Hydro Energies Corporation	Willison	USA	5.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	22.520.000,00	Euro	Attività nel settore idroelettrico	Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
I-EM SAT LTD	Didcot, Oxfordshire	Regno Unito	100,00	Sterlina inglese	Servizi ICT	Equity	I-EM Srl	100,00%	30,00%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	Euro	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	Argentina	2.260.551,00	Peso argentino	-	Equity	Ifx/eni - Spc V Inc. Minority Stock Holding Corp.	99,85% 0,15%	20,60%
Ifx Networks Chile SA	Santiago	Cile	5.761.374.444,00	Peso cileno	-	Equity	Ifx/eni - Spc IV Inc. Servicios de Internet Eni Chile Ltda	41,00% 59,00%	20,60%
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotà	Colombia	15.734.959.000,00	Peso colombiano	-	Equity	Ifx Networks Panama SA Ifx/eni - Spc III Inc.	58,33% 41,67%	20,60%
Ifx Networks LLC	Wilmington	USA	80.848.653,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ifx Networks Ltd	Tortola	Isole Virgin	100.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Ifx Networks Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	21.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc III Inc.	Tortola	Isole Virgin	50.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc IV Inc.	Tortola	Isole Virgin	50.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc Panama Inc.	Tortola	Isole Virgin	50.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc V Inc.	Tortola	Isole Virgin	50.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.141,68	Euro	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,01%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	Euro	Holding	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
International Multimedia University - Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	Euro	Formazione	-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Codensa SAS	Bogotà	Colombia	5.000.000,00	Peso colombiano	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	27,66%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	828.941.660,00	Peso argentino	Holding	Integrale	Enel Américas SA	57,14%	32,72%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	Brasile	45.474.475,77	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juicenet GmbH	Berlino	Germania	25.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Juicenet Ltd	Londra	Regno Unito	1,00	Sterlina inglese	-	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Kavacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	9.000.000,00	Nuova lira turca	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kirklarelí Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	Nuova lira turca	-	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	125.000.000,00	Nuova lira turca	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Korea Line Corporation	Seoul	Korea del Sud	122.132.520.000,00	Won sudcoreano	Shipping	-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	Euro	Servizi	Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29,26%	20,51%
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Land Run Wind Project LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	-	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Livister Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.299.900,00	Quetzal guatemalteco	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	2,00% 98,00%	20,60%
Livister Honduras SA	Tegucigalpa	Honduras	2.500.000,00	Lempira honduregna	Holding	Equity	Livister Guatemala SA Livister Latam SLU	0,40% 99,60%	20,60%
Livister Latam SLU	Madrid	Spagna	3.000,00	Euro	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Llano Sánchez Solar Power One S de RL	Panama	Repubblica di Panama	10.020,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panamá Srl Energía y Servicios South America SpA	99,80% 0,20%	100,00%
Lone Pine Wind Inc.	Calgary	Canada	-	Dollaro canadese	Energia rinnovabile	-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Calgary	Canada	-	Dollaro canadese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lower Saranac Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lower Valley LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lowline Rapids LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	Peso cileno	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enel Distribución Chile SA	100,00%	61,36%
Lybian ITalian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	Libia	1.350.000,00	Euro	Produzione di energia	-	Enelpower SpA	0,33%	0,33%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Malaspina Energy Scarl in liquidazione	Bergamo	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	YouSave SpA	100,00%	100,00%
Marengo Solar LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Fotovoltaico	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	Italia	6.100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	India	100.000,00	Rupia indiana	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	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	Messico	61.872.926,00	Peso messicano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	Spagna	60.100,00	Euro	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,53%
Merit Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.901,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	Spagna	3.000.000,00	Euro	Operatore di mercato del gas	-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	Marocco	145.000.000,00	Dirham marocchino	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Mill Shoals Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de Los Caballeros	Spagna	3.346.993,04	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	Euro	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	Euro	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	Isole Virgin	50.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	100,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	Spagna	1.800.000,00	Euro	Sviluppo regionale	-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
Missisquoi LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Montrose Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Msn Solar Tres SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	Marocco	98.750.000,00	Dirham marocchino	Holding. Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power Morocco SARLAU	50,00%	50,00%
Navalvillar Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	Euro	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Netell Telecomunicações SA	Barueri	Brasile	29.800.000,00	Real brasiliano	Telecomunicazioni	-	Ufinet Brasil Administração Ltda	60,00%	12,36%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	Zambia	10,00	Kwacha zambiano	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North Canal Waterworks	Boston	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
North English Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	Euro	Impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	5.204.028,73	Euro	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nuxer Trading SA	Montevideo	Uruguay	80.000,00	Peso uruguaiano	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	57,26%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	Slovacchia	33.193,92	Euro	Servizi di security	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olivum Pv Farm 01 SLU	Valencia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Omip - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) Sgps SA	Lisbona	Portogallo	2.610.000,00	Euro	Operatore del mercato elettrico	-	Endesa SA	5,00%	3,51%
OpEn Fiber SpA	Milano	Italia	250.000.000,00	Euro	Installazione, manutenzione e riparazione di impianti elettronici	Equity	Enel SpA	50,00%	50,00%
Open Range Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	Spagna	1.999.998,00	Euro	Operatore del mercato elettrico	-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	20,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	11.250.000,00	Nuova lira turca	-	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Alcaniz	Spagna	6.010,00	Euro	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Padoma Wind Power LLC	Elida	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus Pv Farm 01 SLU	Valencia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parc Eòlic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Madrid	Spagna	1.183.100,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	Spagna	1.313.100,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Spagna	5.857.704,33	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	-	Peso messicano	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Spagna	1.603.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,08%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.072,60	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL Parque Eólico de Barbanza SA	75,00%	52,58%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,17%	35,17%
Parque Eólico de Farlan SLU	Madrid	Spagna	3.006,00	Euro	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	57,48%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Spagna	3.810.340,00	Euro	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	Euro	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	Spagna	3.006,00	Euro	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	Brasile	4.096.626,00	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	Argentina	6.500.000,00	Peso argentino	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Argentina SA	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	528.880,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	36,45%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	Spagna	7.193.970,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	40,66%
Parque Eólico Taltal SpA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	61,93%
Parque Eólico Valle de Los Vientos SpA	Santiago	Cile	566.096.564,00	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	61,93%
Parque Eólico Ventos da Boa Vista Ltda	Salvador	Brasile	1.946.507,00	Real brasiliano	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Parque Eólico Zeus Ltda	Salvador	Brasile	6.986.993,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	Argentina	500.000,00	Peso argentino	Produzione di energia da fonte rinnovabile	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	Messico	100,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga SAS	Bogotà	Colombia	231.000.000,00	Peso colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	100,00%
Parque Solar Fotovoltaico Valledupar SAS	Bogotà	Colombia	227.000.000,00	Peso colombiano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	100,00%
Parque Solar Maipú SpA	Santiago	Cile	404.212.503,00	Peso cileno	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power del Sur SpA	1,00% 99,00%	61,93%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	Messico	306.024.631,13	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.170,93	Peso cileno	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power SpA	60,91% 34,56%	72,29%
Parronal SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	Peso cileno	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA	100,00%	61,93%
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	Italia	2.065.000,00	Euro	Ricerca e sviluppo	-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Minnesota	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
PayTipper Network Srl	Cascina	Italia	40.000,00	Euro	Servizi	Integrale	PayTipper SpA	100,00%	55,00%
PayTipper SpA	Milano	Italia	3.000.000,00	Euro	Servizi	Integrale	Enel X Srl	55,00%	55,00%
PDP Technologies LTD	Ashkelon	Israele	-	Siclo israeliano	Ricerca e sviluppo	-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	4,75%	4,75%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	Portogallo	50.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,02% 49,98%	35,05%
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
PH Chucás SA	San José	Costa Rica	100.000,00	Colon costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	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	Costa Rica	100.001,00	Colon costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	33,44%	33,44%
PH Guácimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	Colon costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
PH Río Volcán SA	San José	Costa Rica	100.001,00	Colon costaricano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Pincher Creek Lp	Alberta	Canada	-	Dollaro canadese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.532,32	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	39,34%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Bologna	Italia	4.000.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	20,00%
Prairie Rose Wind LLC	New York	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Primavera Energia SA	Niterói	Brasile	36.965.444,64	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	60.101,22	Euro	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgelense SA	Lérida	Spagna	8.400.000,00	Euro	Produzione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Madrid	Spagna	12.020,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.835,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	Euro	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	27.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	Perù	1.000,00	Nuevo sol peruviano	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Energía y Servicios South America SpA	99,90% 0,10%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	Indonesia	10.001.500,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pyrites Hydro LLC	Albany	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	Brasile	13.766.118,96	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Queens Energy Storage LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	Euro	Ricerca e sviluppo	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	Dollaro statunitense	Telecomunicazioni	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	Honduras	82.370.000,00	Lempira honduregna	Telecomunicazioni	(vuoto)	Livister Honduras SA	80,00%	16,48%
Reftinskaya GRES LLC	Pgt Reftinskii	Federazione Russa	10.000,00	Rublo	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	Quetzal guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,01% 99,99%	100,00%
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Riverview Lp	Alberta	Canada	-	Dollaro canadese	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	USA	1,00	Dollaro statunitense	Fotovoltaico	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	1,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	USA	1,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	Federazione Russa	6.010.000,00	Rublo	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RSL Telecom (Panamá) SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	18.000.000,00	Rublo	Trading di energia elettrica	Equity	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	Federazione Russa	4.600.000,00	Rublo	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rustler Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Saburoy SA	Montevideo	Uruguay	400.000,00	Peso uruguaiano	-	Equity	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	Peso argentino	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	20,65%
Salmon Falls Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	462.185,98	Euro	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	Spagna	60.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,73%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sanatorium-preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	Rublo	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.340,00	Euro	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	Euro	Servizi	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	3.010,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago	Cile	2.768.688.228,00	Peso cileno	-	Equity	Ifx Networks Ltd Ifx/eni - Spc IV Inc.	0,01% 99,90%	20,60%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	Euro	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Setyl Srl	Bergamo	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Equity	YouSave SpA	27,50%	27,50%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Sierra Energy Storage LLC	Camden	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	51,00%	51,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	Euro	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	Euro	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	11,71%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	Euro	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Alcohujate SA (Sociedad Unipersonal)	Saragozza	Spagna	61.000,00	Euro	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Sistemas Energéticos Campoliva SA (Sociedad Unipersonal)	Saragozza	Spagna	61.000,00	Euro	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruna	Spagna	2.007.750,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	67,30%
Sistemas Energéticos Sierra del Carazo SL (Sociedad Unipersonal)	Derio	Spagna	3.006,00	Euro	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Skyview Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00%	47,50%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	25.010.000,00	Euro	Holding	Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby SRO	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	Euro	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	Euro	Produzione di energia elettrica	Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	Repubblica Ceca	295.819,00	Corona ceca	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	Euro	Servizi	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10,00%	10,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	Brasile	12.969.032,25	Real brasiliano	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	Peso cileno	Investimenti finanziari	Integrale	Enel Chile SA	57,50%	35,61%
Sociedad Bilbao Gas Hub SA	Bilbao	Spagna	999.270,48	Euro	Operatore di mercato del gas	-	Endesa SA	1,66%	1,16%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,75%	45,39%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	Spagna	2.404.048,42	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	42,06%
Sociedad Para El Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	Spagna	86.063,20	Euro	Sviluppo regionale	-	Endesa Generación SA	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotà	Colombia	89.714.600,00	Peso colombiano	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa SAS Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	94,94% 5,05% 0,00%	27,75%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA in breve Galsi SpA	Milano	Italia	37.419.179,00	Euro	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Sona Enerjí Üretím Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	50.000,00	Nuova lira turca	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	25,24%
South Rock Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	USA	1,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	Messico	1.811.016.348,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55,21% 40,16%	95,37%
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	Repubblica del Sudafrica	13.750.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	Euro	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,48%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	Spagna	2.800.000,00	Euro	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,06%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Bend	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tae Technologies Inc.	Pauling	USA	53.207.936,90	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica	-	Enel Produzione SpA	1,13%	1,13%
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	Spagna	60.508,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	Euro	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	Quetzal guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	75,00%	75,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Elétrica SA	Lisbona	Portogallo	5.025.000,00	Euro	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	2.892.643.576,00	Peso messicano	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	32,89%	32,90%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	Rublo	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.006,00	Peso argentino	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1,42% 5,33% 18,85%	9,73%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.006,00	Peso argentino	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1,42% 5,33% 18,85%	9,73%
Termotec Energía AIE (en liquidación)	La Pobla de Vallbona	Spagna	481.000,00	Euro	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	Federazione Russa	118.213.473,45	Rublo	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	-	Enel Russia PJSC	1,65%	0,93%
Texkan Wind LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	USA	100,00	Dollaro statunitense	Holding	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
TKO Power LLC	Los Angeles	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo Pv AIE	Madrid	Spagna	26.887,96	Euro	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Torrepalma Energy 1 SLU	Siviglia	Spagna	3.100,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	Quetzal guatemalteco	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA Generadora Montecristo SA	0,00% 100,00% 0,00%	100,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	4.404.446.151,00	Peso cileno	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Generación Chile SA	50,00%	28,97%
Transportadora de Energía SA -TESA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	Peso argentino	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Enel CIEN SA	0,00% 100,00%	57,26%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Girona	Spagna	72.121,45	Euro	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	73,33%	51,41%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Triton Power Company	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2,00% 98,00%	100,00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
TWE Rot DA LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Falls Hydro Associates LP	Seattle	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51%	49,76%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	Italia	100.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Equity	YouSave SpA	50,00%	50,00%
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	Regno Unito	2,00	Sterlina inglese	Servizi	Integrale	Enel Global Thermal Generation Srl	100,00%	100,00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	9.745.583,00	Peso argentino	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,95% 0,05%	20,60%
Ufinet Brasil Administração Ltda	Santo André, Stato di São Paulo	Brasile	45.784.638,00	Real brasiliano	Holding. Servizi nel settore energetico	-	Ufinet Brasil Participações Ltda Ufinet Latam SLU	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André, Stato di São Paulo	Brasile	45.784.638,00	Real brasiliano	Holding	-	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Ufinet Chile SpA	Santiago	Cile	233.750.000,00	Peso cileno	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia SA	Bogotà	Colombia	1.180.000.000,00	Peso colombiano	-	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	Costa Rica	15.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	Ecuador	1.050.800,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 100,00%	20,60%
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	10.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Ufinet Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	7.500.000,00	Quetzal guatemalteco	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	Honduras	194.520,00	Lempira honduregna	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%
Ufinet Latam SLU	Madrid	Spagna	15.906.312,31	Euro	-	Equity	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ufinet México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	10.032.150,00	Peso messicano	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Ufinet Nicaragua SA	Managua	Nicaragua	2.800.000,00	Cordoba oro nicaraguense	-	Equity	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,50% 99,00% 0,50%	20,60%
Ufinet Panamá SA	Panama	Repubblica di Panama	3.500.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	Paraguay	13.960.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Ufinet Latam SLU	75,00%	15,45%
Ufinet Perú SAC	Lima	Perú	3.104.923,00	Nuevo sol peruviano	-	Equity	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	100,00% 0,00%	20,60%
Ufinet Us LLC	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	-	Integrale	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ukuqala Solar (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520,00	Euro	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Upington Solar (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	Rand	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
USB4 Wind Template	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	Repubblica Ceca	524.139.000,00	Corona ceca	Ricerca e sviluppo	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	Euro	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şirketí	Istanbul	Turchia	3.500.000,00	Nuova lira turca	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Niterói	Brasile	7.315.000,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Niterói	Brasile	4.727.414,00	Real brasiliano	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Maracanaú	Brasile	9.988.722,00	Real brasiliano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	1.455.854.094,00	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	205.316.027,15	Peso messicano	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spagna	160.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	67,00%	46,97%
Walden Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Wespire Inc.	Boston	USA	1.625.000,00	Dollaro statunitense	Servizi nel settore energetico	Equity	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
West Hopkinton Hydro LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	AFS	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Minnesota	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Western New York Wind Corporation	Albany	USA	300,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	USA	99,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Plains Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wild Run LP	Alberta	Canada	10,00	Dollaro canadese	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford	USA	100,00	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	USA	1,00	Dollaro statunitense	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias SA	Maroussi	Grecia	1.208.188,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Katharas SA	Maroussi	Grecia	768.648,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias SA	Maroussi	Grecia	935.990,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias SA	Maroussi	Grecia	1.024.774,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas SA	Maroussi	Grecia	772.639,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Platanos SA	Maroussi	Grecia	625.467,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Spilias SA	Maroussi	Grecia	847.490,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000,00	Euro	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Wkn Basilicata Development Pe1 Srl	Roma	Italia	10.000,00	Euro	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	USA	-	Dollaro statunitense	Energia rinnovabile	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

Denominazione Società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	Leva bulgaro	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	Spagna	3.000,00	Euro	Sistemi fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	Peso argentino	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enel Américas SA	33,33%	19,09%
Yedesa-cogeneración SA	Almeria	Spagna	234.394,72	Euro	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
YouSave SpA	Bergamo	Italia	500.000,00	Euro	Ricerche, servizi di prova e collaudo, studio e consulenza, ingegneria, progettazione, certificazione, consulenza	Integrale	Enel X Italia SpA	100,00%	100,00%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	Lussemburgo	300.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa LLC	Wilmington	USA	1.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	Lussemburgo	300.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Zacapa Holdco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Topco Sàrl	Lussemburgo	Lussemburgo	250.000,00	Dollaro statunitense	-	Equity	Enel X International Srl	20,60%	20,60%
Zoo Solar Project LLC	Andover	USA	-	Dollaro statunitense	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Concept design e realizzazione
HNTO - Gruppo HDRÀ

Revisione testi
postScriptum di Paola Urbani

Stampa
Varigrafica Alto Lazio

Tiratura: 30 copie

Finito di stampare nel mese di giugno 2020

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni Freelife Cento

Grammatura
120 g/m^2

Numero di pagine
422

COPERTINA

Carta
Fedrigoni Freelife Cento

Grammatura
300 g/m^2

Questa pubblicazione è stampata su carta 100% certificata FSC®

Il presente fascicolo forma parte integrante
della Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*,
comma 1, Testo Unico della Finanza (decreto legislativo
24 febbraio 1998, n. 58)

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 00934061003

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137

enel.com

PAGINA BIANCA

PAGINA BIANCA