

**Relazione e Bilancio
di esercizio di
Enel Green Power SpA
al 31 dicembre 2018**

Indice

Relazione sulla gestione	3
Organi sociali	4
Assetto dei poteri	5
Attività di Enel Green Power Spa.....	6
Sintesi dei risultati	7
Il contesto economico energetico nel 2018.....	11
I mercati dell'energia elettrica	14
Aspetti normativi e tariffari.....	17
Fatti di rilievo del 2018	19
Andamento operativo	23
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario	28
Prevedibile evoluzione della gestione.....	36
La sostenibilità in Enel Green Power	37
Risorse umane e organizzazione.....	42
Corporate Governance.....	46
Altre informazioni	49
Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio	51
Bilancio di esercizio.....	52
Prospetti contabili.....	53
Note di commento	59
Relazioni	172

Relazione sulla gestione

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Alberto De Paoli¹

Amministratore delegato

Antonio Cammisecra²

Consigliere³

Francesca Romana Napolitano

Collegio Sindacale⁴

Presidente

Giuseppe Ascoli

Sindaci effettivi

Maria Rosaria Leccese
Silvio Salini

Sindaci supplenti

Pietro La China
Anna Rosa Adiutori

Società di Revisione

EY SpA

¹ Nominato Amministratore e Presidente con Delibera Assembleare del 28 aprile 2017.

² Nominato Amministratore con Delibera Assembleare del 28 aprile 2017 e Amministratore Delegato con delibera consiliare del 28 aprile 2017.

³ Nominata Amministratore con Delibera Assembleare del 28 aprile 2017 .

⁴ Il Collegio Sindacale è stato nominato con Delibera Assembleare del 28 aprile 2017.

Assetto dei poteri

Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti delibera, tra l'altro, in merito alla nomina e alla revoca del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale della Società, nonché della società incaricata della revisione legale dei conti; l'Assemblea ordinaria degli azionisti, inoltre, approva il bilancio di esercizio e la distribuzione dei dividendi. L'Assemblea straordinaria degli azionisti delibera sulle modificazioni dello statuto sociale e su ogni altra materia attribuita dalla legge alla sua competenza

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società. In particolare, definisce gli obiettivi strategici della Società ed esamina e approva il Piano Industriale.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power S.p.A. in carica dal 28 aprile 2017 è composto da 3 Consiglieri (2 uomini e 1 donna).

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione ha per Statuto e per legge i poteri per quanto concerne il funzionamento dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione, nonché la legale rappresentanza della Società e la firma sociale. Verifica, inoltre, l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

L'Amministratore Delegato ha per Statuto la legale rappresentanza della Società e la firma sociale e, in base alle vigenti deliberazioni consiliari, ha tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o dalle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale vigila, tra l'altro, sul rispetto della legge e dello statuto sociale di Enel Green Power S.p.A., sul rispetto dei principi di corretta amministrazione ed in particolare sull'adeguatezza della struttura organizzativa, amministrativa e contabile adottato dalla Società e sul suo concreto funzionamento. Vigila altresì sull'indipendenza della società incaricata della revisione legale dei conti.

Il Collegio Sindacale partecipa inoltre alle sedute del Consiglio di Amministrazione e presenta una relazione annuale all'Assemblea degli azionisti.

Attività di Enel Green Power Spa

Enel Green Power Spa (di seguito “EGP” o la “Società”), nata nel dicembre 2008, è la società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

A tal fine la Società, direttamente o indirettamente per il tramite delle sue società controllate o partecipate, opera sia in Italia che all'estero per svolgere le seguenti attività:

- a) produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; nell'ambito di tale attività la Società può svolgere anche prestazioni in favore di terzi connesse alla gestione e manutenzione degli impianti e alla sicurezza sul lavoro;
- b) ricerca e coltivazione di risorse geotermiche ivi inclusa la valorizzazione dei prodotti da esse derivanti;
- c) *scouting* tecnologico ricerca e sviluppo nel campo della utilizzazione delle energie rinnovabili, dell'uso razionale dell'energia e dei servizi energetici.

Sintesi dei risultati

Di seguito si espongono i dati economici, patrimoniali e finanziari e operativi al 31 dicembre 2018 confrontati con i corrispondenti valori dell'esercizio 2017.

I valori monetari sono riportati in milioni di euro in ragione della significatività degli stessi.

Per ulteriori analisi si rinvia al successivo paragrafo “*Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario*” in cui sono riportati gli schemi di bilancio riclassificati del 2018 confrontati con quelli del corrispondente periodo del 2017 e le definizioni dei principali indicatori di *performance*.

Dati economici

Milioni di euro

DATI ECONOMICI	2018	2017	2018-2017
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.271	1.023	248
Margine operativo lordo	517	402	115
Utile operativo	190	53	137
Utile dell'esercizio	237	58	179

I Ricavi totali, incluso l'impatto derivante dalla gestione rischio su *commodity*, pari a 1.271 milioni di euro (1.023 milioni di euro nel 2017), registrano un incremento di 248 milioni di euro (24,2%) dovuto:

- all'incremento dei ricavi connessi alla vendita di energia per 120 milioni di euro, determinato dalle maggiori quantità di energia prodotta (1.274 GWh) ed in parte anche dall'incremento del prezzo medio di vendita;
- all'aumento degli altri ricavi per 193 milioni di euro (405 milioni di euro nel 2018 e 212 milioni di euro nel 2017), a seguito dei maggiori ricavi derivanti dell'attività di manutenzione, effettuata sugli impianti idroelettrici di proprietà di Enel Produzione, afferente al ramo Large Hydro (107 milioni di euro); alla plusvalenza realizzata sulla cessione di una partecipazione di maggioranza delle società messicane rientranti nel perimetro dell'operazione denominata “Kino” (74 milioni di euro) e alla plusvalenza sulla vendita della partecipazione EGP Uruguay (14 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei contributi ricevuti per energia prodotta da fonti rinnovabili a seguito della scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti (16 milioni di euro) e dai maggiori oneri da contratti su gestione commodity (49 milioni di euro).

Il “*Margine operativo lordo*” si attesta a 517 milioni di euro, registrando un incremento di 115 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (402 milioni di euro nel 2017), riconducibile principalmente all'incremento dei ricavi citato sopra. Tale variazione positiva è stata parzialmente compensata dall'incremento dei costi operativi pari a 133 milioni di euro. In particolare sono aumentati i costi per servizi, materiali e altri costi operativi (67 milioni di euro) e i costi del personale (74 milioni di euro). L'aumento del costo del personale è dovuto all'incremento delle consistenze medie pari a 1.156 unità rispetto al 2017, dovuto sostanzialmente alle risorse (1.373 unità) afferenti il ramo Hydro efficace a partire dal 1° ottobre 2017 e alle risorse (300 unità) afferenti la fusione di 3Sun con efficacia contabile al 1° gennaio 2018.

L'“Utile operativo”, pari a 190 milioni di euro, registra un incremento di 137 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (53 milioni di euro nel 2017) a fronte del citato incremento del margine operativo lordo e dei minori ammortamenti e perdite di valore per 22 milioni di euro (pari a 327 milioni di euro nel 2018 e 349 milioni di euro nel 2017).

In particolare le svalutazioni per perdita di valore effettuate nel corso del 2018 sono pari a 119 milioni di euro (55 milioni di euro nel 2017) e si riferiscono a impianti solari (54 milioni di euro), impianti a biomassa (15 milioni di euro) e svalutazione di alcune partecipazioni (49 milioni di euro), in particolare Powercrop Srl destinata alla vendita (24 milioni di euro) e Ph Chucas Sa (16 milioni di euro), tali svalutazioni sono state parzialmente compensate dal ripristino di valore della partecipazione in EGP Hellas (76 milioni di euro).

L'“Utile prima delle imposte” pari a 163 milioni di euro aumenta di 43 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente (120 milioni di euro nel 2017), principalmente per effetto dell'incremento dell'utile operativo parzialmente compensato dai seguenti fenomeni:

- incremento degli “Oneri finanziari netti da contratti derivati” di 41 milioni di euro per effetto principalmente dei maggiori oneri da derivati di trading (che passano da 2 milioni di euro nel 2017 a 43 milioni di euro nel 2018);
- incremento degli “Altri oneri finanziari netti” di 70 milioni di euro (che passano da proventi finanziari netti, pari a 26 milioni di euro nel 2017, a oneri finanziari netti, pari a 44 milioni di euro nel 2018) principalmente per il venire meno dei proventi finanziari sulle garanzie prestate alle società controllate estere, tale attività di competenza di Enel Geen Power nel 2017 è stata trasferita a Enel Spa dal 1° gennaio 2018;
- incremento dei “Proventi da partecipazioni” per complessivi 17 milioni di euro, riferiti sostanzialmente ai maggiori dividendi ricevuti dalle controllate italiane (18 milioni di euro).

Il 2018 chiude con un “Utile d'esercizio” pari a 237 milioni di euro, in aumento di 179 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (58 milioni di euro nel 2017) per effetto dell'incremento dell'utile prima delle imposte e della variazione positiva sulle imposte di esercizio pari a 136 milioni di euro (positive per 74 milioni di euro nel 2018, negative per 62 milioni di euro nel 2017). Tale variazione positiva sulle imposte di esercizio è da ricondursi principalmente alle minori imposte correnti per 49 milioni di euro (1 milione di euro 2018 rispetto ai 50 milioni di euro 2017) dovuta:

- i) al minor imponibile fiscale e all'utilizzo parziale delle perdite fiscali pregresse di 3Sun e; ii) all'adeguamento delle imposte anticipate sugli asset fiscali di 3SUN (perdite fiscali pregresse 2010-2015, ACE e interessi passivi indeducibili) per 79 milioni di euro.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Capitale investito netto	11.486	10.701	785
Indebitamento finanziario netto	5.350	4.100	1.250
Patrimonio netto	6.136	6.601	(465)
Flusso di cassa da attività operativa	380	153	227
Investimenti	212	190	22

Il "*Capitale investito netto*", pari a 11.486 milioni di euro (10.701 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è in incremento di 785 milioni di euro principalmente per l'aumento delle Attività immobilizzate nette di 503 milioni di euro (10.876 milioni di euro al 31 dicembre 2018 e 10.373 milioni di euro al 31 dicembre 2017), del Capitale circolante netto di 170 milioni di euro (502 milioni di euro al 31 dicembre 2018 e 332 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

In particolare, l'aumento delle Attività immobilizzate nette riflette principalmente gli *Equity Contribution* realizzati per sostenere i progetti nei quali le società partecipate italiane ed estere sono impegnate (1.289 milioni di euro); parzialmente compensati dall'effetto della fusione per incorporazione della società 3SUN Srl (465 milioni di euro) e dalla cessione di partecipazioni italiane ed estere (311 milioni di euro essenzialmente KINO, Uruguay e Finale Emilia).

L'incremento del capitale circolante netto riflette sostanzialmente l'iscrizione di un credito per 143 milioni di euro verso CDPQ e CKD IM nell'ambito delle cessioni delle partecipazioni messicane rientranti nel progetto Kino.

Il Capitale investito netto è coperto dal Patrimonio netto per 6.136 milioni di euro (6.601 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e dall'Indebitamento finanziario netto per 5.350 milioni di euro (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

L'"*Indebitamento finanziario netto*", pari a 5.350 milioni di euro (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 1.250 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente dell'incremento degli investimenti in attività materiali e immateriali (229 milioni di euro), degli investimenti in partecipazioni (1.289 milioni di euro) parzialmente dall'incasso delle operazioni sul progetto Kino (193 milioni di euro) e sulla vendita delle partecipazioni di EGP Uruguay (17 milioni di euro), e dalla cassa generata dalla gestione operativa (380 milioni di euro).

Il "*Patrimonio Netto*", pari a 6.136 milioni di euro (6.601 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (4.951 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (621 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (237 milioni di euro). Il Patrimonio Netto presenta una riduzione di 465 milioni di euro dovuto principalmente alla distribuzione di riserve di utili verso Enel Spa (500 milioni di euro), alla distribuzione dell'utile 2017 (58 milioni di euro) e al decremento della voce "Altre Riserve" quest'ultimo determinato dalla valutazione degli strumenti finanziari derivati (53 milioni di euro), dall'effetto della fusione della società 3sun (10 milioni di euro) e della scissione del ramo relativo al progetto Elqui (71 milioni di euro). Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dall'utile di periodo rilevato nel 2018 (237 milioni di euro).

Il "*Flusso di cassa da attività operativa*" è stato pari a 380 milioni di euro, in incremento di 227 milioni di euro rispetto al 2017 (153 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa generato dalle altre attività/passività correnti e non correnti (154 milioni di euro) e dei debiti e crediti commerciali (102 milioni di euro), in parte compensato dal maggiore fabbisogno relativo ai fondi rischi e oneri (40 milioni di euro).

Gli "*Investimenti*" nelle attività materiali del 2018, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati, sono pari a 212 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad investimenti sulla filiera del solare per 54 milioni di euro (un milione di euro nel 2017) relativamente allo sviluppo del progetto 3Sun 2.0 per l'implementazione delle due linee di produzione per i pannelli fotovoltaici bifacciali di tipo HJT, basati sulla tecnologia ad eterogiunzione (la giunzione di due tipi diversi di silicio, l'amorfo e il cristallino), sugli impianti geotermici per 91 milioni di euro (109 milioni di euro nel 2017) e sugli impianti idroelettrici per 47 milioni di euro (55 milioni di euro nel 2017).

Dati operativi

DATI OPERATIVI	2018	2017	2018-2017
Capacità installata netta (MW) al 31.12	2.924	2.921	3
Produzione netta (GWh)	12.592	11.318	1.274
Dipendenti (unità) al 31 dicembre	3.809	3.646	163

La *capacità installata netta* al 31 dicembre 2018 è pari a 2.924 MW ed evidenzia un incremento di 3 MW rispetto al 31 dicembre 2017 (0,1%). L'incremento è dovuto all'aumento della capacità installata netta degli impianti della filiera geotermica (Carboli 1 e Monteverdi 2) complessivamente per 1 MW e all'incremento di capacità degli impianti hydro (Crava 2, Bonate, Crava 1, Lima) complessivamente per 2 MW. Il parco impianti di Enel Green Power è costituito da 382 impianti installati invariati rispetto al 2017.

La *produzione di energia elettrica* complessiva del 2018 è stata pari a 12.592 GWh, con un incremento di 1.274 GWh (11,3%) rispetto allo stesso periodo del 2017. L'incremento rispetto al 2017 deriva principalmente dalla maggiore produzione idroelettrica (1.320 GWh), eolica (35 GWh) e biomassa (12 GWh), dovuta ad una maggiore disponibilità della risorsa, parzialmente bilanciata da una minore produzione geotermica (91 GWh) e solare (2 GWh). Infatti, l'idraulicità del 2018 è stata pari a 1,04 rispetto allo 0,78 del 2017. La produzione è stata venduta per il 96% sulla Borsa dell'energia elettrica mentre per il rimanente 4% con contratti bilaterali verso Enel Trade.

La *consistenza finale* al 31 dicembre 2018 è pari a 3.809 contro una consistenza finale dello stesso periodo 2017 pari a 3.646 unità. L'incremento pari a 163 dipendenti riflette principalmente le risorse derivanti dalla fusione di 3Sun.

Il contesto economico energetico nel 2018

Andamento economico

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%, in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina continuano a trainare la locomotiva mondiale, aiutate dagli effetti di politiche fiscali espansive, mentre la crescita in eurozona si mantiene su tassi più contenuti. La normalizzazione delle politiche monetarie nei paesi avanzati (soprattutto negli USA) genera forti pressioni sui mercati emergenti (in particolare quelli strutturalmente più deboli). L'incertezza geopolitica caratterizza persistentemente il contesto esterno. Le politiche protezionistiche, sebbene costituiscano un rischio per la crescita mondiale, come sottolineato a più riprese da importanti istituzioni come il Fondo Monetario Internazionale (FMI), sono sempre più un'opzione valutata per il rilancio dell'economia nazionale. Tuttavia, nonostante la guerra commerciale intrapresa dagli USA, la Cina registrerà nel 2018 il più grande surplus commerciale con Washington da oltre un decennio con un avanzo in crescita del 17% rispetto al 2017. In Europa continuano senza significativi progressi le trattative riguardanti la Brexit, con l'ulteriore rinvio da parte del parlamento britannico dell'approvazione dell'accordo preliminare raggiunto tra il primo ministro, Theresa May, e l'Unione Europea, mentre la minaccia di una procedura d'infrazione e le tensioni registrate tra l'Italia e l'Unione Europea riguardo le strategie di politica fiscale del paese sembrano al momento essere rientrate.

Gli Stati Uniti sono entrati nel nono anno del proprio ciclo espansivo. Nel 2018 l'economia, spinta dalla recente riforma fiscale approvata dall'amministrazione Trump, è cresciuta del 2,2%. Il mercato del lavoro è solido con un tasso di disoccupazione in continua discesa dal 2009 e che è adesso al 3,9%, 40 punti base più basso del livello strutturale. Il rafforzamento dell'economia, oltre il proprio potenziale, ha sostenuto l'inflazione; infatti, mediamente i prezzi al consumo da inizio anno sono cresciuti del 2,4%, un tasso ormai oltre il *target* del 2% stabilito dalla Federal Reserve (Fed). Al fine di evitare un eccessivo surriscaldamento la banca centrale statunitense ha proseguito il processo di normalizzazione della politica monetaria, alzando ripetutamente il tasso *benchmark* (Fed funds rate target); l'ultimo rialzo di dicembre è stato pari ad un quarto di punto portandolo a un intervallo compreso tra il 2,25 e il 2,5 per cento.

L'eurozona è cresciuta dell'1,8%, mostrando però dei segnali di rallentamento rappresentati da flessioni negli indicatori di attività reale e di fiducia (Purchasing Manager Index e l'EC's Economic Sentiment). I prezzi al consumo sono aumentati del 1,7% sostenuti dalla componente energetica; infatti, l'inflazione *core* (riferimento principale per le decisioni di politica monetaria) è ancora modesta (1%), sebbene in rialzo. Il mercato del lavoro è in miglioramento: nei primi undici mesi dell'anno il tasso di disoccupazione è stato pari all' 8,2% (in riduzione rispetto allo scorso anno) ed i salari reali in crescita rispetto al 2017. La Banca Centrale Europea (BCE) ha annunciato che il programma di acquisti straordinario (*Quantitative Easing*) si concluderà alla fine del 2018, ma l'istituzione monetaria continuerà a reinvestire i flussi derivanti dal rimborso dei titoli in scadenza per garantire favorevoli condizioni di liquidità; i tassi d'interesse dovrebbero restare invariati almeno fino all'estate del 2019.

L'economia italiana nel 2018 è cresciuta dello 0,9% in termini annuali. Il mercato del lavoro presenta un tasso di disoccupazione annuo pari al 10,6% e salari reali in aumento mentre la dinamica inflazionistica è stata pari a +1,1%, con una maggiore accelerazione dei prezzi nella seconda parte dell'anno. I prossimi mesi saranno particolarmente

importanti per comprendere gli impatti della strategia fiscale e delle politiche economiche sul rilancio della produttività economica del paese.

La Spagna continua ad espandersi a ritmi superiori alla media dell'eurozona (2,5% nel 2018), sostenuta soprattutto da una dinamica particolarmente favorevole dei consumi privati (2,3%) e degli investimenti (5,8%). Infatti, il miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro (il tasso di disoccupazione adesso è pari al 15,4% rispetto al 2013 dove era pari circa al 26%) e il livello d'inflazione contenuto (1,7% in media da inizio anno) hanno contribuito ad aumentare il potere d'acquisto delle famiglie e a migliorarne la fiducia sulle prospettive future.

La Russia è cresciuta del 2,3% nel 2018. Il basso livello d'inflazione (oltre a portare guadagni in termini di reddito reale) ha permesso l'abbassamento del costo del credito ed il conseguente aumento dei volumi erogati alimentando i consumi privati. Nella parte finale dell'anno proprio a causa di un rallentamento della domanda e di una leggera pressione inflazionistica si è registrato un intervento della banca centrale con un rialzo del tasso di interesse (+0.25% bp) a fini meramente cautelativi.

La Romania continua ad espandersi a ritmi sostenuti (4,2% nel corso dell'anno) principalmente grazie alla crescita dei consumi. Per effetto della forte pressione della domanda domestica l'inflazione è ancora molto alta (4,6%) e oltre il target della banca centrale (1,0%-2,5%). Il tasso di riferimento della politica monetaria è stato alzato di 75 punti base da inizio anno, attualmente pari al 2,5%, nel tentativo di evitare un eccessivo surriscaldamento dell'economia ed è pari al 2,5%.

In America Latina, il deterioramento del quadro macroeconomico globale ha evidenziato le criticità strutturali di alcuni paesi (come Argentina, Brasile), mentre invece altre economie (come Cile, Colombia, Peru) hanno mostrato un ottimo grado di *resilience*. In generale in quasi tutti i paesi di interesse per il gruppo (unica eccezione è l'Argentina e in parte il Messico) assistiamo ad una dinamica inflazionista contenuta, che favorisce i consumi domestici rispettando i vincoli fiscali.

In Argentina la robusta espansione del primo trimestre (3,6% rispetto all'anno precedente) è stata seguita da una forte contrazione del Pil, con una decrescita complessiva pari a -2,6%. Lato domanda, gli elevati tassi d'inflazione (intorno al 33,8%) comprimono il reddito reale delle famiglie, mentre le aspettative economiche negative non incentivano nuovi investimenti.

La crisi di fiducia ha contribuito al deprezzamento del tasso di cambio, spingendo l'inflazione ben oltre il livello target e obbligando la banca centrale ad alzare il tasso d'interesse di riferimento nel corso dell'anno.

Il governo, nel tentativo di rassicurare i mercati e di coprire i propri bisogni finanziari, ha raggiunto un accordo con il Fondo Monetario Internazionale (FMI) per un piano di aiuti di oltre 55 miliardi di dollari vincolato all'azzeramento del deficit primario entro il 2019 e al conseguimento di un surplus primario dell'1% nel 2020 (espresso in termini di Pil).

L'economia brasiliana nell'anno è cresciuta dell'1,3% rispetto al 2017 sostenuta dagli investimenti, che hanno rappresentato la principale componente con una crescita del 4,4% e da un aumento dei consumi privati (favoriti dalla modesta pressione inflazionistica pari al 3,7% da inizio 2018) e dell'export, entrambi maggiori delle aspettative.

Il Cile continua la propria espansione (4,0% nel 2018 rispetto al 2017) sostenuta dai consumi privati e dagli investimenti. Lato domanda, il contenuto livello dell'inflazione (2,7% in media da inizio anno) ha contribuito ad aumentare il potere d'acquisto delle famiglie, mentre il miglioramento della fiducia economica ha spinto gli investimenti (6,1%). Le condizioni

economiche hanno indotto la banca centrale ad alzare il tasso di riferimento di 25 punti base, portandolo al 2,75% nel mese di ottobre.

La Colombia è cresciuta tendenzialmente del 2,5%, grazie al contributo dei consumi privati e degli investimenti. L'inflazione (3,2% in media da inizio anno) è stabilmente intorno al target medio (3%) della banca centrale; il tasso di riferimento della politica monetaria è confermato pari al 4,25%, lasciando quindi le condizioni di liquidità invariate. Il programma annunciato invece dalla Banca Centrale Colombiana per l'incremento di riserve valutarie denominate in dollari statunitensi (USD) non sembra aver avuto impatti sui mercati.

In Perù le condizioni monetarie accomodanti (il tasso d'interesse è stato ridotto di 150 punti base rispetto al primo trimestre del 2017 e da mesi è stabile al 2,75%) e l'attuazione di una politica fiscale contro-ciclica (la spesa governativa è cresciuta del 3% rispetto al primo semestre del 2017) hanno permesso la forte ripresa dell'economia che cresce del 3,7%. La pressione inflazionistica è stata lieve e pari all' 1,3%. Dal punto di vista della finanza pubblica, il basso livello d'indebitamento (il rapporto debito su Pil è pari approssimativamente al 26%) garantirebbe lo spazio per prolungare lo stimolo fiscale, sebbene il governo abbia ambiziosi obiettivi di riduzione del deficit nei prossimi anni.

Il Messico è cresciuto del 2,1% circa nel corso dell'anno rispetto al 2017. I consumi continuano a supportare l'espansione, nonostante l'inflazione sia ancora alta (4,9% in media da inizio anno). La vittoria di Andres Manuel Lopez Obrador (AMLO) alle elezioni politiche dello scorso luglio, ed il conseguimento del nuovo accordo commerciale raggiunto con USA e Canada (USMCA) hanno ridotto il clima di incertezza che ha impattato il contesto economico nella prima parte dell'anno. Ciò potrebbe sostenere le aspettative economiche e gli investimenti.

Incremento annuo PIL in termini reali

	2018	2017
Italia	0.9	1.6
Spagna	2.5	3.0
Portogallo	2.1	2.8
Grecia	2.2	1.4
Argentina	-2.6	2.9
Romania	4.2	6.8
Russia	2.3	1.5
Brasile	1.3	1.1
Cile	4.0	1.6
Colombia	2.5	1.8
Messico	2.1	2.3
Perù	3.7	2.5
Canada	2.1	3.0
USA	2.9	2.2

Fonte ihs

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

	2018	2017	2018-17
Italia	321.910	320.548	0,4%
Spagna	253.495	252.506	0,4%
Romania	62.044	60.816	2,0%
Russia	805.916	795.690	1,3%
Slovacchia	30.911	30.973	-0,2%
Argentina	137.262	136.730	0,4%
Brasile	583.025	574.526	1,5%
Cile	76.175	74.140	2,7%
Colombia	69.176	66.861	3,5%
Perù	51.418	48.899	5,2%

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

Nel 2018 è proseguito il trend positivo della domanda elettrica nei paesi di presenza del Gruppo Enel iniziato già nel 2017. Ancora una volta l'aumento dei consumi elettrici è stato contraddistinto da differenti trend di crescita: più contenuti nelle economie mature come Italia e Spagna e più marcato in LatAm.

In Europa in particolare, grazie alle temperature al di fuori delle medie stagionali, il fabbisogno energetico durante l'anno ha mostrato una crescita in media dell'1% rispetto allo scorso anno. In Italia ed in Spagna si registrano gli incrementi più modesti (entrambi dello 0,4%) dovuti principalmente ad effetti climatici e ad un rallentamento della crescita economica nell'ultima parte dell'anno. In Russia e in Romania si sono registrate le crescite più significative nel 2018, rispettivamente del 1,3% e del 2%.

Nei principali paesi dell'America Latina la domanda elettrica cresce, invece, in media quasi del 3%. In particolare: Argentina +0,4%, Brasile +1,5%, Cile +3,1%, Colombia +3,5%.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2018 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2018-2017	Prezzo medio peakload 2018 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2018-2017
Italia	61,3	13,6%	68,0	10,1%
Spagna	57,3	9,7%	61,5	7,8%
Russia	15,8	-8,2%	18,1	-9,2%
Slovacchia	48,4	18,2%	62,9	17,4%
Brasile	61,7	-26,8%	68,6	-44,6%
Cile	54,9	4,6%	104,2	0,9%
Colombia	32,0	2,4%	34,1	-29,8%

Fonte: Reuters

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

GWh

	2018	2017	Variazioni	
Produzione netta:				
- Termoelettrica	185.046	200.305	-15.259	-7,62%
- Idroelettrica	49.275	37.557	11.718	31,20%
- Eolica	17.318	17.565	-247	-1,41%
- Geotermoelettrica	5.708	5.821	-113	-1,94%
- Fotovoltaica	22.887	24.017	-1.130	-4,71%
Totale produzione netta	280.234	285.265	-5.031	-1,76%
Importazioni nette	43.909	37.761	6.148	16,28%
Energia immessa in rete	324.143	323.026	1.117	0,35%
Consumi per pompaggi	-2.233	-2.478	245	-9,89%
Energia richiesta sulla rete	321.910	320.548	1.362	0,42%

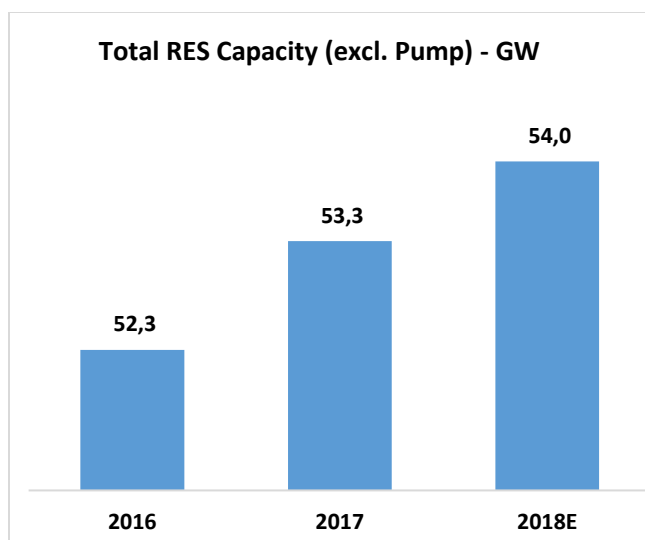
Fonte: Fonte dati - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2018).

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (321.910) risulta in leggero aumento (+0,4%) rispetto al 2017. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86.5% dalla produzione netta nazionale (al netto dei consumi per pompaggi) e per il restante 13.5% dalle importazioni nette, in rialzo rispetto al 2017.

Le importazioni nette nel 2018 registrano un aumento di 6,1 TWh (+16,3%), per effetto delle minori esportazioni registrate nel 2018 rispetto al 2017.

La produzione netta nel 2018 registra un decremento dell'1.8% (5.0 TWh in valore assoluto), attestandosi a 280.234 milioni di kWh. In particolare è cresciuta (+31,2%) la generazione da fonte idroelettrica (con un incremento pari a 11.718 milioni di kWh) grazie ad una maggiore disponibilità della risorsa, con la conseguenza della minor produzione da fonte termoelettrica (-7,6%).

La capacità installata da fonte rinnovabile continua la sua crescita nel 2018 rispetto al 2017 attestandosi a circa 54 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Dati consuntivi fonte Terna
Stima 2018 dati preliminari Terna

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolatorio di supporto alle energie rinnovabili in Italia è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi remunerativi. Gli incentivi per le tecnologie diverse dal fotovoltaico sono stati assegnati mediante meccanismi competitivi istituiti tramite il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e i relativi decreti ministeriali attuativi (DM 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016). I decreti hanno previsto l'applicazione di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso o tariffe *feed-in*, in funzione della capacità installata e della tecnologia. In particolare:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 5 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 5 MW;
- accesso diretto, per impianti eolici di potenza inferiore a 60 kW, impianti a biomasse di potenza inferiore a 200 kW e impianti idroelettrici di potenza inferiore a 250 kW.

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 2018 il costo indicativo cumulato annuo è di circa 4,7 miliardi di euro.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevedeva l'applicazione dei diversi Conti Energia, di cui il I, II, III, IV (dal 19 settembre 2005 al 26 agosto 2012) basati su un sistema di feed in premium (tariffa incentivante cumulativa rispetto al prezzo zonale orario), mentre il V Conto Energia (dal 27 agosto 2012), basato su un sistema di feed in tariff (tariffa onnicomprensiva), è terminato con il raggiungimento dei 6,7 miliardi di euro il 6 luglio 2013.

Nel mese di marzo 2018 è stata divulgata la nuova bozza di decreto su tutte le fonti rinnovabili da tecnologia matura; attualmente il documento è in attesa di essere notificato alla Commissione Europea da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) per ottenere l'approvazione ai sensi delle Linee Guida sugli Aiuti di Stato. Secondo le previsioni del citato decreto, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sarà sostenuto attraverso aste al ribasso e registri (per impianti di taglia < 1 MW) assegnati tramite *contract for difference* a due vie.

Delibera ARERA n. 558/2018 – Remunerazione impianti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

Con il decreto MISE 14 febbraio 2017, il Ministero ha dato disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili. Tale decreto prevede sia una remunerazione per l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili commisurata al costo del combustibile evitato, sia l'implementazione di progetti pilota che vedono l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico delle isole coinvolte.

Con la delibera n. 558/2018/R/efr, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha stabilito le tariffe per la remunerazione dei costi di investimento in nuovi impianti da fonte rinnovabile fotovoltaica nelle isole minori. La remunerazione è alternativa ai meccanismi dello Scambio sul posto e del Ritiro dedicato ed è valida per venti anni. Il provvedimento dà al produttore la possibilità di scegliere tra due alternative di remunerazione: una tariffa pari al costo evitato del combustibile (entro un *range* minimo e massimo), differenziata per isola e aggiornata annualmente; una tariffa pari ad un valore costante differenziato per gruppo di isole.

Partecipazione al Mercato dei Servizi delle unità di produzione da fonte rinnovabile

Con la delibera n. 422/2018/R/eel l'ARERA ha approvato il regolamento predisposto da Terna ai sensi della delibera n. 300/2017/R/eel per consentire la partecipazione di Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM, composte da unità di

produzione non obbligatoriamente abilitate, compresi i sistemi di accumulo, e unità di consumo) al mercato per il servizio di dispacciamento.

Remunerazione capacità produttiva

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEGSI (oggi ARERA) ha pubblicato la delibera n. ARG/elt 98/11 che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni.

Con decreto del MISE del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'Autorità.

Il meccanismo si basa sull'assegnazione, tramite asta, di contratti di opzione (c.d. Reliability Option) che prevedono che, a fronte di un premio definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo *marginal price*, il produttore si impegna a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento ed un prezzo di riferimento fissato ex-ante nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (*cap*) per il premio da riconoscere alla capacità esistente ed un valore massimo del premio da riconoscere alla capacità di nuova costruzione.

In data 7 febbraio 2018 la Commissione Europea ha positivamente verificato la conformità del mercato della capacità alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia, proponendo però degli aggiustamenti, che sono stati poi introdotti con la delibera n.261/2018/R/eel, nella quale l'Autorità, oltre ad adeguare la regolazione agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione Europea, ha apportato ulteriori modifiche oggetto di precedenti consultazioni.

Attualmente si attende l'adozione del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che approvi la disciplina.

Concessioni idroelettriche

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e sostegno allo sviluppo ("D.L. Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute (fenomeno riguardante soggetti non appartenenti al Gruppo Enel) fino al 2023, ii) la regolamentazione della ri-assegnazione delle concessioni alla loro scadenza; iii) Il regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli asset legati alla concessione idroelettrica.

Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle regioni e delle Autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati dalla Costituzione.

La società sta analizzando le possibili conseguenze applicative della riforma che allo stato non sembra produrre un impatto significativo.

Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dal Gruppo e che rientrano nell'ambito di applicazione del presente provvedimento avranno la loro naturale scadenza a partire dal 2029.

Fatti di rilievo del 2018

Si riportano di seguito i fatti di rilievo del 2018 di Enel Green Power S.p.A. (di seguito “EGP”) in Italia e all'estero dove opera per il tramite delle sue controllate.

3 gennaio 2018- E' stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in EGP della società 3Sun Srl, uno dei più grandi impianti di produzione di pannelli fotovoltaici d'Europa con sede a Catania, controllata interamente da EGP, con capacità produttiva di 200 MWp/anno ed attualmente in fase di transizione tecnologica con la costruzione di una nuova linea per la produzione di pannelli bifacciali ad eterogiunzione ad elevata efficienza.

Tale progetto di fusione, con rilevanza strategica per la società, apporta sinergie operative che si sostanziano nella riduzione dei costi generali e amministrativi, nell'integrazione e omogeneizzazione tecnologica in ambito ICT, in un piano spazi integrato, con ottimizzazione della dislocazione dei dipendenti, nell'integrazione e omogeneizzazione dei processi di appalto per forniture e servizi e nell'integrazione del personale e razionalizzazione delle attività.

Gli effetti reali della fusione decorrono a partire dal 1° aprile 2018, mentre gli effetti contabili e fiscali sono imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2018.

Si ricorda che la fusione ha apportato un attivo non corrente pari a 145 milioni di euro, un attivo corrente pari a 331 milioni di euro e un passivo complessivamente pari a 22 milioni di euro, contro un valore della partecipazione in EGP pari a 465 milioni di euro. Inoltre in EGP per effetto della fusione di 3SUN i dipendenti sono aumentati di 300 unità.

1° marzo 2018 - EGP, già titolare del 70% delle quote della società EGP Finale Emilia Srl, ha concluso l'acquisizione del 30% del capitale sociale detenuto da Agroenergia Srl ad un corrispettivo pari a 1,7 milioni di euro, arrivando così a detenere il 100% delle quote della società.

La società EGP Finale Emilia Srl è titolare della centrale sita nel comune di Finale Emilia (MO) alimentata con biomassa rinnovabile di origine agricola, entrata in esercizio nel mese di aprile 2016, ed ha prodotto nel 2017 complessivamente 77.582 MWh, funzionando per 7.452 ore ad una potenza netta media di 10,4 MW.

12 marzo 2018 - EGP ha ceduto la propria partecipazione (85,17%) detenuta nella società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri, per un corrispettivo pari a 0,85 milioni di euro.

16 marzo 2018- E' stato avviato il progetto di riconversione della fabbrica 3Sun di EGP che consentirà al sito industriale di Catania di diventare il primo impianto a livello mondiale a produrre in esclusiva il pannello fotovoltaico bifacciale di tipo HJT, basato sulla tecnologia ad eterogiunzione (la giunzione di due tipi diversi di silicio, l'amorfo e il cristallino) dalle performance particolarmente elevate. Il programma di riconversione

tecnologica della fabbrica 3Sun, il più grande impianto di produzione di pannelli fotovoltaici d'Europa, prevede un investimento da oltre 80 milioni di euro, finanziato, in parte, anche dal programma europeo di ricerca e innovazione Horizon 2020 European Call LCE-09-2016-2017, attraverso il progetto "Ampere", dal Ministero dello Sviluppo Economico e dalla Regione Sicilia.

26 marzo 2018 - Ha avuto efficacia l'atto di scissione parziale del ramo denominato "Progetto Elqui lato Italia" che prevede l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel Holding Chile Srl (società interamente controllata da Enel SpA) delle intere partecipazioni possedute in Hydromac Energy Srl, società di diritto italiano, e Enel Green Power Latina America Limitada, società di diritto cileno. Tale operazione si inserisce nell'ambito del più ampio "Progetto Elqui" volto alla semplificazione della struttura societaria delle partecipazioni cilene del Gruppo Enel. La scissione del ramo ha comportato, pertanto, la riduzione delle partecipazioni in Hydromac Energy Srl ed Enel Green Power Latina America, complessivamente pari a 762 milioni di euro e dei relativi finanziamenti verso Enel Finance International NV pari a 691 milioni di euro e la riduzione delle riserve di patrimonio netto per 71 milioni di euro.

30 maggio 2018 - EGP, nella definizione della nuova strategia di sviluppo delle rinnovabili in Italia, ha previsto una focalizzazione nei prossimi anni sulle tecnologie idroelettrica, eolica e solare attraverso nuovi progetti *green field* oppure di *repowering*, non prevedendo invece con riferimento alla biomassa ulteriori sviluppi ma un progressivo abbandono della tecnologia.

In questo contesto e alla luce del rinnovato interesse manifestato da parte di operatori di elevato *standing* nazionale e internazionale nell'investimento nel settore delle biomasse, ha avviato una procedura competitiva per la cessione di un portafoglio di impianti alimentati a biomassa situati sul territorio italiano che comprende:

- Finale Emilia: impianto in esercizio sito in provincia di Modena, di proprietà della società EGP Finale Emilia S.r.l. (100% EGP), avente una potenza installata complessiva netta di 13 MW;
- Gruppo Powercrop:
 - Russi: impianto sito in provincia di Ravenna, di proprietà della società Powercrop Russi S.r.l. controllata al 100% da Powercrop S.r.l., ("Powercrop"), joint venture partecipata al 50% da EGP e per la restante quota, da Agriholding S.r.l.- ("Agriholding"), avente una potenza complessiva netta di circa 28 MW;
 - Macchiareddu: impianto sito in provincia di Cagliari, di proprietà di Powercrop Macchiareddu S.r.l. (100% Powercrop), avente una potenza complessiva netta di circa 20 MW;
- Casei Gerola: impianto in fase di autorizzazione sito in provincia di Pavia, di proprietà della società Bioenergy Casei Gerola S.r.l. (100% EGP), avente una potenza complessiva netta di 12 MW.

A conclusione di tale processo si è proceduto, in data 30 maggio 2018, alla stipula di un accordo per la vendita della quota di possesso nel Gruppo Powercrop che si prevede si concluderà nel corso del 2019 ed, in data 18 ottobre 2018, alla cessione del 100% della partecipazione in Finale Emilia.

Inoltre, si segnala che anche l'impianto di Casei Gerola era inserito nel portafoglio di cui sopra ma non essendosi realizzata la condizione sospensiva, prevista nell'accordo di vendita sottoscritto in data 30 maggio 2018, relativamente all'ottenimento di una congrua proroga sia del termine di fine lavori previsto dall'Autorizzazione Unica che del termine di completamento dell'impianto ai fini del diritto all'ottenimento dell'incentivo che della proroga della validità della qualifica IAFR da parte del GSE, non si è proceduto alla cessione.

30 maggio 2018 - EGP, attraverso una joint venture con Dutch Infrastructure Fund, ha allacciato alla rete con una prima linea di connessione da 45 MW l'impianto solare fotovoltaico Bungala Solar One (137.7 MW), nei pressi di Port Augusta nell'Australia meridionale. L'impianto, che immette energia nella rete australiana, rappresenta la prima parte del parco solare fotovoltaico Bungala Solar, che avrà una capacità totale superiore a 275 MW, che lo rende il più grande impianto fotovoltaico attualmente operativo in Australia.

L'investimento complessivo di EGP nell'impianto da 275 MW è di circa 157 milioni di dollari USA, su un totale di 315 milioni di dollari USA finanziati attraverso un mix di *equity* e *project finance* mediante un consorzio di banche locali e internazionali.

6 agosto 2018 – EGP ha proceduto ad un aumento di capitale, della sua controllata americana, Enel Green Power North America Inc. per un importo pari a 1 miliardo di euro, poiché la società prevede di investire nell'Area Nord America circa 6,5 miliardi di euro nel periodo 2018-2022, per una capacità installata addizionale pari a circa 4,7 GW.

Considerato l'elevato ammontare dei suddetti investimenti si è ritenuto opportuno rafforzare la struttura di capitale di EGPNA. A tale scopo si è proceduto ad un aumento di capitale della stessa EGPNA per un importo pari a un miliardo di euro in dollari statunitensi.

Al fine di dotare EGP SpA delle necessarie risorse finanziarie per poter procedere con il suddetto aumento di capitale, la Società ha aperto una linea di credito *intercompany* a lungo termine a tasso fisso in euro con Enel Finance International NV ("EFI").

27 settembre 2018 - Enel Green Power ha venduto a Enel Spa numero 3.500.000 azioni emesse dalla "VEKTOR" al prezzo di euro 100.000, realizzando una minusvalenza in EGP Spa del valore di 1,1 milioni di euro

28 settembre 2018 - EGP, ha perfezionato l'operazione con Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México S.A. de C.V. ("CKD IM") relativa alla cessione dell'80% del capitale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione, per una capacità complessiva di 1,8 GW.

EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le società veicolo e completerà quelli ancora in costruzione.

L'*enterprise value* del 100% delle SPV è pari a circa 2,6 miliardi di dollari USA, con *equity value* pari a circa 0,3 miliardi, *project financing* per circa 0,8 miliardi e finanziamenti tra parti correlate per un totale di 1,5 miliardi. A seguito del perfezionamento dell'operazione, CDPQ e CKD IM hanno pagato 1,4 miliardi di dollari USA, di cui un corrispettivo di circa 0,2 miliardi per la partecipazione di maggioranza nelle SPV (80%) e circa 1,2 miliardi per finanziamenti tra parti correlate concessi alle SPV. Il corrispettivo pagato è stato soggetto agli adeguamenti usuali per questa tipologia di operazioni, principalmente legati a variazioni del capitale circolante netto delle società veicolo.

L'operazione è stata realizzata applicando il modello *Build, Sell and Operate* ("BSO"), che consente ad Enel SpA di capitalizzare più rapidamente la *pipeline* di progetti rinnovabili, riducendo il profilo di rischio complessivo e accelerando la creazione di valore.

14 dicembre 2018 - EGP ha perfezionato un accordo con la società energetica Atlantica Yield relativa alla cessione della controllata al 100% Enel Green Power Uruguay S.A., a sua volta proprietaria tramite la società veicolo Estrellada S.A. del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo, a circa 320 km da Montevideo.

EGP ha venduto la sua controllata in Uruguay per circa 20 milioni di dollari USA.

L'operazione si iscrive nel programma di vendita di *asset non-core* prevista nel piano di gestione attiva del portafoglio di Gruppo.

21 dicembre 2018 - EGP, ha venduto la sua quota (50%) nella *joint venture* EF Solare Italia SpA ("EFSI"), detenuta tramite Marte Srl (società interamente controllata da EGP) all'altro partner della *joint venture*, F2i SGR SpA, per un corrispettivo di 214 milioni di euro. Secondo quanto previsto dall'accordo di compravendita, EFSI, che acquista e gestisce impianti solari in esercizio in Italia, ha un *enterprise value* di circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 430 milioni di *equity value* e circa 900 milioni di indebitamento verso terzi.

La vendita della quota di EGP in EFSI rientra nella strategia di gestione attiva del portafoglio del Gruppo Enel, che prevede una riallocazione delle risorse finanziarie da reimpiegare in iniziative caratterizzate da maggiori margini di crescita potenziale per il Gruppo. In Italia, Enel SpA sta trasferendo risorse verso nuovi progetti rinnovabili piuttosto che acquisire *asset* già operativi.

Andamento operativo

Capacità installata netta

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017
Idroelettrica	1.525	1.523	2	295	295	-
Geotermica	762	761	1	34	34	-
Eolica	607	607	-	32	32	-
Solare	23	23	-	13	13	-
Biomassa	7	7	-	8	8	-
Totale	2.924	2.921	3	382	382	-

La **capacità installata netta** è pari a 2.924 MW al 31 dicembre 2018 ed evidenzia un lieve incremento, pari a 3 MW rispetto alla chiusura del 2017. Tale variazione è dovuta all' incremento della capacità installata netta degli impianti della filiera geotermica (Carboli 1 e Monteverdi 2) complessivamente per 1 MW, e all'incremento di capacità degli impianti hydro (Crava 2, Bonate, Crava 1, Lima) complessivamente per 2 MW.

Il Parco impianti di Enel Green Power Spa è costituito da 382 impianti installati (invariati rispetto al 2017), per un totale di 2.924 MW (2.921 MW al 31 dicembre 2017).

Idroelettrico

Enel Green Power Spa, tra impianti direttamente gestiti e impianti in concessione, possiede in Italia 295 impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 1.525 MW, con un rilevante impegno professionale per la garanzia della sicurezza e della manutenzione delle opere civili e meccaniche che compongono l'impianto.

Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2018 dispone di 27 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e, pertanto, ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi (ai sensi del Dlgs 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni) e 21 impianti qualificati per l'accesso alle nuove modalità d'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ("FER-E" di cui al Decreto Ministeriale 6 luglio 2012).

Geotermico

Enel Green Power Spa gestisce 34 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull'Amiata (Toscana) per una potenza complessiva di 762 MW. Sono 13 gli impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi (ai sensi del Decreto legislativo 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni) e 3 gli impianti qualificati per l'accesso alle nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ("FER-E" di cui al Decreto Ministeriale 6 luglio 2012).

Eolico

Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2018 gestisce 32 centrali eoliche per una potenza complessiva di 607 MW. Sono 18 gli impianti eolici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui al Dlgs 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni e 1 impianto qualificato per l'accesso alle nuove modalità d'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ("FER-E" di cui al Decreto Ministeriale 6 luglio 2012).

Solare

Enel Green Power Spa gestisce 13 impianti fotovoltaici, con una capacità installata complessiva di 23 MW. La maggior parte degli impianti fotovoltaici sono ammessi al regime di tariffe incentivanti ("Conto Energia").

Biomassa

Enel Green Power Spa gestisce 8 impianti a biomassa, con una capacità installata complessiva di 7 MW.

Si ricorda che dal 2016, come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi è sostituito da una nuova forma di incentivo. Gli impianti qualificati IAFR conservano il beneficio per il restante periodo agevolato, ma in una forma diversa, sotto forma di tariffa incentivante attraverso il sistema GRIN del GSE.

Impianti non ancora operativi

Tecnologia	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti			MW			Numero di impianti		
	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017
Eolica	8	8	0	1	1	-	1	(1)	-	-	-	-
Biomassa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idroelettrica	6	2	4	4	6	(2)	15	6	9	9	6	3
Geotermica	-	-	-	2	1	1	10	1	9	7	6	1
Totale	14	10	4	7	8	(1)	25	8	17	16	12	4

Gli impianti in costruzione si riferiscono principalmente al progetto eolico Sclafani Bagni Est da circa 8 MW e ai rifacimenti di alcuni impianti idroelettrici.

Produzione Netta e load factor

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2018	2017	2018-2017	2018	2017	2018-2017
Idroelettrica	5.887	4.567	1.320	1.523	1.521	2
Geotermica	5.667	5.758	(91)	762	761	1
Eolica	979	944	35	607	609	(2)
Solare	18	20	(2)	23	23	-
Biomassa	41	29	12	7	7	-
Totale	12.592	11.318	1.274	2.922	2.921	1

La produzione di energia elettrica del 2018 è stata pari a 12.592 GWh, con un incremento di 1.274 GWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (11.318 GWh).

L'incremento della produzione di energia rispetto al 2017 deriva principalmente dalla maggiore produzione idroelettrica (1.320 GWh), eolica (35 GWh) e biomassa (12 GWh), dovuta ad una maggiore disponibilità della risorsa, parzialmente bilanciata da una minore produzione geotermica (91 GWh). Infatti, l'idraulicità al 31 dicembre 2018 è pari a 1,04 rispetto allo 0,78 dello stesso periodo del 2017.

Il **load factor medio** ossia il rapporto tra la produzione di periodo netta e la produzione teorica ottenibile nello stesso periodo rapportata ai MW nominali) è pari al 49% rispetto al 44% dello stesso periodo del 2017.

Load factor medio (%)		
	2018	2017
Idroelettrica	44%	34%
Geotermica	85%	76%
Eolica	18%	18%
Solare	9%	10%
Biomassa	67%	49%

Vendita di Energia

GWh			
	2018	2017	2018-2017
Vendite in Borsa:			
GME Spa (MGP e MA)	12.084	10.142	1.942
Terna Spa (MSD - Sbilanciamento)	(21)	37	(58)
Totale vendite in borsa	12.063	10.179	1.884
Contratti bilaterali:			
Enel Trade Spa	526	1.139	(613)
Totale contratti bilaterali	526	1.139	(613)
Vendite energia incentivata:			
GSE Spa - Impianti non rilevanti	3	0	3
Totale vendite di energia incentivata	3	0	3
Totale	12.592	11.318	1.274

Le vendite sono state pari a 12.592 GWh (11.318 GWh nel 2017) e sono avvenute per il 96% sulla Borsa dell'energia elettrica mentre per il rimanente 4% con contratti bilaterali con Enel Trade.

L'aumento della vendita di energia di 1.274 GWh nei dodici mesi del 2018 rispetto allo stesso periodo del 2017 riflette l'incremento di produzione che si è tradotto in un aumento delle vendite sulla borsa elettrica verso il GME di 1.942 GWh parzialmente compensato dalle minori vendite di energia elettrica effettuate tramite contratti bilaterali per 613 GWh e per gli sbilanciamenti per 58 GWh.

Investimenti

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Impianti di produzione:			
- geotermici	91	109	(18)
- idroelettrici	47	55	(8)
- eolici	5	5	-
- biomasse	2	5	(3)
- solari	54	1	53
Altri investimenti operativi	13	15	(2)
Totale	212	190	22

Gli investimenti nelle attività materiali, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati, sono pari a 212 milioni di euro (190 milioni di euro nel 2017).

Gli investimenti relativi al business geotermico sono pari a 91 milioni di euro nel 2018, in diminuzione di 18 milioni di euro rispetto al 2017 principalmente per minore attività sulla perforazione pozzi, collegata in particolare al Progetto "Descramble" quasi interamente realizzato nel 2017 (10 milioni di euro) e alla perforazione di nuovi pozzi (4 milioni di euro), nonché alle attività minerarie incluse nel progetto Monterotondo 2 avente l'obiettivo la costruzione di una nuova centrale geotermica (4 milioni di euro). Sono, inoltre, proseguite le attività relative al Progetto "Recupero Vapore" inerenti al ripristino pozzi esistenti e alla realizzazione di pozzi di reiniezione, finalizzate al recupero di vapore per consentire la piena produttività delle centrali geotermiche esistenti, influenzate dal naturale declino del campo geotermico. Gli investimenti nel 2018 includono anche le attività di mantenimento degli impianti già in esercizio, fra cui il reintegration delle scorte strategiche e la manutenzione degli impianti AMIS (Abbattimento Mercurio Idrogeno Solforato).

Gli investimenti relativi agli impianti idroelettrici ammontano a 47 milioni di euro e sono relativi a investimenti di mantenimento per 27 milioni di euro legati principalmente al miglioramento della sicurezza (11 milioni di euro), maggiore disponibilità degli impianti (4 milioni di euro) e all'adeguamento a normative di legge (6 milioni di euro). Gli investimenti sui nuovi impianti e sul repowering sono relativi principalmente ad interventi effettuati per le centrali di DMV ZEVIO S Giovanni L. (2 milioni di euro), DMV S. Giovanni Bianco (1 milione di euro), Bonate Refurbishment (6 milioni di euro), Gandellino Refurbishment (3 milioni di euro), CRAVA 1 Refurbishment (2 milioni di euro), CRAVA 2 Refurbishment (2 milioni di euro).

Gli investimenti relativi agli impianti eolici si riferiscono principalmente ad attività di mantenimento, miglioramento della disponibilità e sicurezza impianti, in Sicilia per 2 milioni di euro (in particolare sugli impianti dei comuni di Sclafani e Caltavuturo), in Sardegna per 1 milione di euro, nel resto di Italia per 2 milioni di euro (il più rilevante sull'impianto nel comune di Madia in Calabria).

Gli investimenti relativi al business delle biomasse sono pari a 2 milioni di euro nel 2018, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto al 2017 principalmente per minori attività sugli impianti mini bio.

Gli investimenti relativi alla filiera del solare sono pari a 54 milioni di euro e si riferiscono principalmente allo sviluppo del progetto di 3Sun 2.0 per l'implementazione delle due linee di produzione dei pannelli fotovoltaici.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario

Definizione degli indicatori di performance

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value: determinati quali sommatoria dei “Ricavi” e dei “Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value”.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando all’ “Utile operativo” gli “Ammortamenti e impairment”, al netto della quota capitalizzata.

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 a lungo termine” inclusi nella voce “Attività finanziarie non correnti”;
- > dei “Finanziamenti a lungo termine”;
- > del “TFR ed altri benefici ai dipendenti”;
- > dei “Fondi rischi e oneri”;
- > delle “Passività per imposte differite”.

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

- > dei “Titoli” e di altre partite degli “Altri crediti finanziari” inclusi nella voce “Attività finanziarie correnti”;
- > delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- > dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”.

Attività nette classificate come possedute per la vendita: attività non corrente o gruppo di attività (passività non corrente o gruppo di passività) definite come “held for sale” se il suo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso una transazione di vendita.

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei Fondi non precedentemente considerati, delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine”, dalle quote correnti a essi riferiti, dai “Finanziamenti a breve termine”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” e delle “Attività finanziarie correnti” e “non correnti” non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di performance patrimoniale.

Risultati economici

Si riporta di seguito il Conto Economico riclassificato del 2018, confrontato con i dati del 2017.

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Totale ricavi	1.438	1.141	297
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(167)	(118)	(49)
Totale ricavi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.271	1.023	248
Totale costi	(754)	(621)	(133)
Margine operativo lordo	517	402	115
Ammortamenti e perdite di valore	(327)	(349)	22
Utile operativo	190	53	137
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(43)	(2)	(41)
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	(44)	26	(70)
Proventi da partecipazione	60	43	17
Utile prima delle imposte	163	120	43
Imposte	74	(62)	136
Utile dell'esercizio	237	58	179

Ricavi

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Ricavi connessi alla vendita di energia	782	662	120
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	251	267	(16)
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(167)	(118)	(49)
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	866	811	55
Altri ricavi e proventi	405	212	193
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.271	1.023	248

I *Ricavi totali*, incluso l'impatto derivante dalla gestione rischio su *commodity*, pari complessivamente a 1.271 milioni di euro (1.023 milioni di euro nel 2017), evidenziano un incremento di 248 milioni di euro, pari al 24,2% rispetto allo stesso periodo del 2017 dovuto all'incremento dei ricavi da vendita di energia per 55 milioni di euro (pari a 866 milioni di euro nel 2018 e pari a 811 milioni di euro nel 2017) e all'incremento degli altri ricavi e proventi per 193 milioni di euro (pari a 405 milioni di euro nel 2018 e a 212 milioni di euro nel 2017). In particolare, l'incremento dei ricavi connessi alla vendita di energia per 120 milioni di euro è determinato principalmente dalle maggiori quantità di energia prodotta (1.274 GWh) ed in parte anche dall'incremento del prezzo di vendita. I ricavi connessi alla vendita energia sono dovuti sostanzialmente all'aumento delle vendite in borsa per 166 milioni di euro parzialmente compensati dalla riduzione delle vendite tramite contratti bilaterali per 45 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento dei contributi per energia prodotta da impianti rinnovabili per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni

impianti geotermici e idroelettrici (16 milioni di euro) e dai maggiori oneri da contratti su gestione rischio *commodity* (49 milioni di euro).

L'incremento degli altri ricavi e proventi di 193 milioni di euro riflette sostanzialmente l'incremento dei ricavi derivanti dall'attività di manutenzione, effettuata sugli impianti idroelettrici di proprietà di Enel Produzione, afferente al ramo Large Hydro per 107 milioni di euro (139 milioni di euro nel 2018 e 32 milioni di euro nel 2017), oltre alla plusvalenza realizzata sulla cessione di una partecipazione di maggioranza delle società messicane rientranti nel perimetro dell'operazione denominata "Kino" per 74 milioni di euro e sulla vendita della partecipazione EGP Uruguay per 14 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Energia	48	45	3
Costo del personale	276	202	74
Servizi e altri materiali	417	335	82
Altri costi operativi	51	66	(15)
Variazioni delle rimanenze dei prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e prodotti finiti	(6)	-	(6)
Costi capitalizzati	(32)	(27)	(5)
Totale	754	621	133

I "Costi", pari a 754 milioni di euro nel 2018 e a 621 milioni di euro nel 2017 registrano un incremento di 133 milioni di euro dovuto principalmente all'incremento dei costi per acquisto energia (3 milioni di euro), ai maggiori costi del personale (74 milioni di euro), ai maggiori costi per servizi e altri materiali (82 milioni di euro) effetti parzialmente compensati dalla riduzione degli altri costi operativi (15 milioni di euro).

L'aumento dei costi per servizi e altri materiali è dovuta:

- ai maggiori costi verso terzi per 9 milioni di euro principalmente per i lavori di manutenzione e riparazione degli impianti del Large Hydro;
- ai maggiori costi per servizi intercompany per 30 milioni di euro, in particolare verso la società Enel Italia Srl (20 milioni di euro) per il conferimento delle persone da Enel Produzione a EGP conseguenti la cessione ramo d'azienda Large Hydro che ha prodotto un incremento dei costi per Facilities management e Digital hub e ai maggiori costi verso Enel Trade Spa (11 milioni di euro) per attività di energy management.

L'aumento del costo del personale è dovuto all'incremento delle consistenze medie pari a 1.156 unità rispetto al 2017, dovuto sostanzialmente alle risorse (1.373 unità) afferenti il ramo Hydro efficace a partire dal 1° ottobre 2017 e alle risorse (300 unità) afferenti la fusione di 3Sun con efficacia contabile al 1° gennaio 2018.

La consistenza media del personale nel 2018, pari a 3.769 unità (2.613 unità nel 2017), si riferisce a 102 Dirigenti, 630 Quadri, 1.708 Impiegati e 1.329 Operai.

Il decremento degli altri costi operativi per 15 milioni di euro è dovuto ai minori accantonamenti a fondo rischi ed oneri effettuati nel 2018 in quanto nel 2017 era presente l'accantonamento a fondo partecipazione per 11 milioni di euro.

Il “*Margine operativo lordo*” si attesta a 517 milioni di euro (402 milioni di euro nel 2017), in incremento di 28,6% milioni di euro rispetto all’esercizio precedente.

Altre voci di conto economico

La voce “*Ammortamenti e perdite di valore*” pari a 327 milioni di euro (349 milioni di euro nel 2017) evidenzia un decremento di 22 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle maggiori svalutazioni effettuate nel 2018 (119 milioni di euro) rispetto al 2017 (55 milioni di euro) parzialmente compensato dalla rivalutazione della partecipazione in EGP Hellas (76 milioni di euro).

In particolare le svalutazioni per perdita di valore effettuate nel corso del 2018 si riferiscono a impianti solari (54 milioni di euro), impianti a biomassa (15 milioni di euro) e svalutazione di alcune partecipazioni (49 milioni di euro), in particolare Powercrop Srl destinata alla vendita (24 milioni di euro) e Ph Chucas Sa (16 milioni di euro).

Gli “*Oneri finanziari netti da contratti derivati*” si incrementano di 41 milioni di euro per effetto principalmente della rilevazione di maggiori oneri da derivati di trading che passano da 2 milioni di euro nel 2017 a 43 milioni di euro nel 2018.

Gli “*Altri oneri finanziari netti*” aumentano di 70 milioni di euro (che passano da proventi finanziari netti, pari a 26 milioni di euro nel 2017, a oneri finanziari netti, pari a 44 milioni di euro nel 2018) principalmente per il venire meno dei proventi finanziari sulle garanzie prestate alle società controllate estere, tale attività di competenza di Enel Geen Power nel 2017 è stata trasferita a Enel Spa dal 1° gennaio 2018.

I maggiori “*Proventi da partecipazioni*” per complessivi 17 milioni di euro (pari a 60 milioni di euro nel 2018 e pari a 43 milioni di euro nel 2017), riferiti alla rilevazione dei dividendi delle società controllate italiane per complessivi 21 milioni di euro, alla controllata estera Enel Green Power Panama per 26 milioni di euro ed alle controllate estere in Guatemala per complessivi 13 milioni di euro.

Le “*Imposte*”, positive per 74 milioni di euro (negative per 62 milioni di euro nel 2017). La differenza rispetto al 2017 pari a 136 milioni di euro, è da ricondursi principalmente per 85 milioni di euro allo stanziamento delle imposte anticipate sugli asset fiscali (perdite fiscali pregresse 2010-2015, ACE e interessi passivi indeducibili) della società 3SUN a seguito dell’incorporazione per fusione della medesima in EGP S.p.A. e per 49 milioni di euro alle minori imposte correnti dovuto all’utilizzo parziale degli asset fiscali di 3Sun stanziati nel 2018, fino a concorrenza del reddito imponibile.

Utile dell’esercizio

L’esercizio 2018 chiude con un “*Utile dell’esercizio*” pari a 237 milioni di euro, in incremento di 179 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (58 milioni di euro nel 2017).

Analisi della struttura patrimoniale

Si riporta di seguito lo Stato Patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2018, confrontato con i dati al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	4.511	4.541	(30)
Attività immateriali	53	53	-
Avviamento	7	7	-
Partecipazioni	6.406	5.842	564
Attività/(passività) finanziarie non correnti nette - derivati	(89)	(47)	(42)
Altre attività/(Passività) non correnti nette	(12)	(23)	11
Totale Attività immobilizzate nette	10.876	10.373	503
Capitale circolante netto			
Rimanenze	66	53	13
Crediti commerciali	667	638	29
Attività per lavori in corso su ordinazione	46	13	33
Crediti/(Debiti) tributari netti	50	9	41
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette - derivati	(138)	(101)	(37)
Altre attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(22)	(32)	10
Debiti commerciali	(278)	(253)	(25)
Altre attività/(passività) correnti nette	111	5	106
Totale Capitale circolante netto	502	332	170
Capitale investito lordo	11.378	10.705	673
Fondi diversi			
TFR ed altri benefici ai dipendenti	(53)	(57)	4
Fondi rischi ed oneri (compresa quota corrente)	(129)	(164)	35
Imposte differite nette	290	145	145
Totale Fondi diversi	108	(76)	184
Attività nette classificate come possedute per la vendita	-	72	(72)
Capitale investito netto	11.486	10.701	785
Patrimonio netto	6.136	6.601	(465)
Indebitamento finanziario netto	5.350	4.100	1.250

Le "Attività immobilizzate nette" evidenziano un incremento di 503 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 sostanzialmente dovuti agli *Equity Contribution* versati principalmente verso Enel Green Power Nord America (1.005 milioni di euro), le società messicane nell'ambito del progetto Kino (110 milioni di euro), Enel Green Power Hellas (64 milioni di euro), le società australiane (31 milioni di euro), Enel Green Power Partecipazioni Speciali (20 milioni di euro), Enel Green Power Germany GmbH (11 milioni di euro), Enel Green Power Solar Ngonye Spa, prima Enel Green Power Africa Srl (11 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla vendita delle società messicane relative al Progetto Kino (245 milioni di euro), dalla fusione per incorporazione della società 3SUN Srl (465 milioni di euro).

Il “*Capitale circolante netto*”, positivo per 502 milioni di euro, evidenzia un incremento di 170 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 (positivo per 332 milioni di euro). Tale andamento riflette principalmente:

- l'aumento di 106 milioni di euro delle “*Altre attività/passività correnti nette*”, dovuto all'iscrizione di un credito di 143 milioni di euro verso CDPQ e CKD IM nell'ambito del progetto Kino, ai crediti verso il GSE per la vendita incentivata di energia per 88 milioni di euro e ai crediti verso società controllate per 17 milioni di euro, effetto parzialmente compensato dall'incremento dei debiti verso Enel Trade Spa per 20 milioni di euro, all'incremento dei ratei e risconti passivi per 9 milioni di euro e ai maggiori debiti relativi al personale in quiescenza al 31 dicembre 2018.
- l'incremento di 33 milioni di euro delle “*Attività per lavori in corso su ordinazione*” dato dalle attività effettuate da Enel Produzione a seguito dell'acquisizione del ramo Hydro.

I “*Fondi diversi*”, sono positivi e pari a 108 milioni di euro (negativi e pari a 76 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenziano un incremento di 184 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per l'incremento delle imposte differite nette (145 milioni di euro) e per i minori fondi rischi ed oneri (35 milioni di euro).

L'incremento delle imposte differite nette pari a 145 milioni di euro è dovuto principalmente:

- per 63 milioni di euro all'adeguamento delle imposte anticipate sugli *asset* fiscali della società 3SUN relativi a svalutazioni sugli *asset* materiali;
- per 65 milioni di euro (al netto della parte utilizzata di competenza dell'esercizio pari a 21 milioni di euro) allo stanziamento delle imposte anticipate sugli *asset* fiscali (per eccedenza A.C.E., per perdite fiscali e interessi passivi in deducibili) della società 3SUN a seguito dell'incorporazione della medesima in EGP S.p.A;
- per 15 milioni di euro allo stanziamento delle imposte anticipate sulla svalutazione dell'impianto CIS di Nola.

Il “*Capitale investito netto*”, pari a 11.486 milioni di euro (10.701 milioni di euro al 31 dicembre 2017), risulta finanziato da mezzi propri per 6.136 milioni di euro (6.601 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e dall'indebitamento finanziario netto per 5.350 milioni di euro (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

L’“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 5.350 milioni di euro (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 1.250 milioni di euro per effetto principalmente dell'incremento dei finanziamenti a lungo termine (1.132 milioni di euro) dovuto all'aumento delle linee di credito verso Enel Finance International NV per 1.256 milioni di euro parzialmente compensato dal rimborso del debito verso la CITIBANK per complessivi 43 milioni di euro e verso la BEI per complessivi 52 milioni di euro.

Il “*Patrimonio Netto*”, pari a 6.136 milioni di euro (6.601 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (4.951 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (621 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (237 milioni di euro). Il Patrimonio Netto presenta una riduzione di 465 milioni di euro dovuta alla distribuzione degli utili a nuovo verso Enel Spa (500 milioni di euro), alla distribuzione dell'utile 2017 (58 milioni di euro) e al decremento della voce “*Altre Riserve*”, quest'ultimo

determinato dalla valutazione degli strumenti finanziari derivati (53 milioni di euro), all'effetto della fusione della società 3sun (10 milioni di euro), dall'effetto della prima applicazione del principio contabile internazionale IFRS 9 (10 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale) della scissione del ramo relativo al progetto Elqui (71 milioni di euro). Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dall'utile di periodo rilevato nel 2018 (237 milioni di euro).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è così composto:

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	992	1.116	(124)
Debiti verso parti correlate	2.242	986	1.256
Indebitamento a lungo termine	3.234	2.102	1.132
Crediti finanziari a lungo termine	(6)	(289)	283
Indebitamento netto a lungo termine	3.228	1.813	1.415
Indebitamento a breve termine			
Quote correnti dei finanziamenti a medio/lungo termine	125	129	(4)
Indebitamento bancario a breve termine	125	129	(4)
Altri debiti finanziari a breve termine	2.348	2.265	83
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	2.348	2.265	83
Altri crediti finanziari a breve termine	(344)	(100)	(244)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7)	(7)	-
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(351)	(107)	(244)
Indebitamento netto a breve termine	2.122	2.287	(165)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	5.350	4.100	1.250

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 5.350 milioni di euro (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 1.250 milioni di euro a fronte principalmente:

- dell'incremento dei finanziamenti a lungo termine (1.132 milioni di euro) dovuto all'aumento delle linee di credito verso Enel Finance International NV per 1.256 milioni di euro parzialmente compensato dal rimborso del debito verso la CITIBANK per complessivi 43 milioni di euro e verso la BEI per complessivi 52 milioni di euro;
- del decremento dei crediti finanziari a lungo termine (283 milioni di euro) dovuto principalmente al rimborso dei finanziamenti erogati complessivamente alla joint venture Enel F2i Solare Italia, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite la partecipazione in Marte;
- dell'incremento dei finanziamenti a breve termine (83 milioni di euro) dovuto ai maggiori finanziamenti a breve termine verso Enel Finance International per 200 milioni di euro, della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario (*cash pooling*) con Marte Srl per 215 milioni di euro parzialmente compensati dal decremento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario (*cash pooling*) con 3SUN a seguito

della fusione (234 milioni di euro) e dal decremento della posizione debitoria verso Enel Spa per 86 milioni di euro.

- dell'aumento dei crediti finanziari a breve termine (244 milioni di euro) dovuto principalmente al saldo attivo del conto corrente societario verso Enel SpA (243 milioni).

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2018	2017	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti ad inizio dell'esercizio	7	11	(4)
Flusso di cassa da attività operativa	380	153	227
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.251)	(1.893)	642
Flusso di cassa da attività di finanziamento	872	1.736	(864)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	8	7	1

Il “*Flusso di cassa da attività operativa*” ha generato liquidità per 380 milioni di euro, in incremento di 227 milioni di euro rispetto al 2017 (153 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa generato dalle altre attività/passività correnti e non correnti (154 milioni di euro) e dei debiti e crediti commerciali (102 milioni di euro), in parte compensato dal maggiore fabbisogno relativo ai fondi rischi e oneri (40 milioni di euro).

Il “*Flusso di cassa da attività di investimento*” ha assorbito liquidità per 1.251 milioni di euro a fronte di 1.893 milioni di euro nel 2017 ed è riconducibile principalmente agli investimenti materiali (208 milioni di euro), immateriali (20 milioni di euro) e agli investimenti in partecipazioni (1.289 milioni di euro), parzialmente compensati dall’incasso relativo alle operazioni sul progetto Kino (193 milioni di euro) e sulla vendita della partecipazione di EGP Uruguay (17 milioni di euro).

Il “*Flusso di cassa da Attività di finanziamento*” ha generato liquidità per 872 milioni di euro a fronte di 1.736 milioni di euro nel 2017 tramite l’incremento del debito finanziario verso Enel Finance International parzialmente compensato dalla distribuzione di dividendi a Enel Spa per un totale di 557 milioni di euro.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del 2018 Enel Green Power ha confermato la propria posizione di *leadership* nel settore delle energie rinnovabili e ha conseguito gli obiettivi strategici assegnati nonostante la crescente pressione competitiva che caratterizza il settore.

Il 2019 sarà un anno sfidante per Enel Green Power caratterizzato dalla crescita della capacità installata, direttamente o attraverso le proprie controllate, con circa 3GW addizionali in esercizio entro l'anno e prevalentemente negli Stati Uniti, Iberia e Messico. L'impegno di Enel Green Power nel 2019 sarà volto all'ampliamento della propria pipeline nei paesi chiave al fine di sostenere lo sviluppo futuro, in linea con il ruolo di motore di crescita all'interno del Gruppo. In Italia l'attività sarà concentrata prevalentemente sul repowering Idro e Geo e sul rafforzamento della nuova pipeline per la realizzazione di nuovi progetti rinnovabili nei prossimi anni

Il Piano investimenti, ben bilanciato geograficamente, sarà focalizzato su: i) paesi maturi che garantiscono un ottimo rendimento anche grazie alla presenza di incentivi; ii) paesi maturi in fase di decarbonizzazione per garantire al Gruppo un ruolo di spicco nella transizione energetica; iii) paesi con presenza integrata al fine di supportare la crescita del retail in sinergia con il Global Trading; iv) paesi emergenti ad alto potenziale di crescita.

Contestualmente all'obiettivo di crescita Enel Green Power proseguirà nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso programmi di efficienza su tutte le tecnologie e le geografie di presenza, ampliamento dei programmi di digitalizzazione ed efficienza nel dimensionamento del personale grazie all'effetto scala.

Enel Green Power continuerà a far leva sulla flessibilità nell'orientare il proprio portafoglio, adattandolo velocemente ai cambiamenti di scenario. Inoltre, la Società porterà avanti il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, per migliorare la flessibilità e la performance dei propri impianti. Proseguirà infine la gestione attenta dei temi di sostenibilità, il dialogo con le comunità locali e in generale con tutti gli stakeholder (dipendenti, fornitori, istituzioni, altro) ponendo la massima attenzione alle tematiche ambientali e di safety

La sostenibilità in Enel Green Power

Il modello di business di Enel Green Power individua modi nuovi ed efficienti per generare energia rinnovabile, basandosi su innovazione tecnologica, integrazione con il territorio e miglioramento continuo.

In coerenza con questo approccio – già consolidato con la adozione degli Standard Internazionali ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001 e ISO 37001 e con la relativa Certificazione, come anche con l'imminente adozione della ISO 45001 - le attività di sviluppo sono state integrate al modello di CSV (Creating Shared Value) focalizzato sul dialogo con gli Stakeholder e sull'analisi dei bisogni del territorio, portando all'identificazione di interventi efficaci per rispondere a bisogni locali in sinergia con gli obiettivi aziendali anticipando così le necessità future e prevenendo eventuali conflitti.

La strategia scelta da Enel Green Power consiste nell'integrare tale approccio all'interno della catena di generazione del valore, che si articola nelle tre fasi in cui operano le funzioni di line: Business Development e Commercial Office (individuazione e sviluppo delle opportunità di investimento), Engineering & Construction (progettazione e costruzione degli impianti), Operation & Maintenance (esercizio e manutenzione per tutta la vita dell'impianto).

Il Modello CSV di Enel Green Power che integra gli strumenti utili alla pianificazione, all'implementazione, al monitoraggio e al miglioramento del processo nel proprio sistema di gestione, è per sua natura in continua evoluzione, con l'obiettivo da un lato di realizzare maggiori sinergie aziendali e dall'altro generare un valore misurabile anche per le comunità e i territori.

A guidare il processo previsto dal modello di CSV ci sono i principi etici fondamentali, individuati e definiti in policy condivise a livello di Gruppo tra loro integrate e applicate non solo da parte dell'azienda, ma anche da parte dei collaboratori e dei partner, e in generale da tutti quei soggetti, siano essi interni o esterni all'organizzazione, che intrattengono rapporti con il Gruppo.

La capacità di instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali nei Paesi in cui opera Enel Green Power assume un ruolo fondamentale. Le attività di stakeholder engagement adottate da Enel Green Power si basano sui principi di: coinvolgimento immediato, inclusione, trasparenza, incidenza (intesa come capacità di considerare alternative progettuali sulla base delle esigenze del territorio), pari opportunità, valore condiviso, relazioni di lungo termine, collaborazione.

Gli spunti emersi dalle relazioni con gli stakeholder rappresentano, poi, la base per la costruzione di partnership di lungo periodo che vedono il coinvolgimento attivo di Organizzazioni Non Governative, aziende, lavoratori e manager radicati sul territorio.

Questo approccio porta alla realizzazione di una vasta gamma di progetti in diversi ambiti.

In occasione del Summit delle Nazioni Unite 2015 sullo Sviluppo Sostenibile, Enel Green Power come parte del Gruppo Enel si è impegnata a contribuire al raggiungimento di quattro Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs). In particolare, il Gruppo contribuirà a:

- Assicurare l'accesso a un'energia economica, sostenibile e moderna (settimo Obiettivo);

- Adottare azioni urgenti per combattere il cambiamento climatico e i suoi effetti (tredicesimo Obiettivo);
- Garantire un'educazione di qualità, inclusiva ed equa (quarto Obiettivo);
- Promuovere l'occupazione e una crescita economica inclusiva, sostenibile e duratura (ottavo Obiettivo).

In questa logica nel 2018 è stato realizzato la pubblicazione "Voice of People, voice of Nature". La pubblicazione ha come l'obiettivo quello di dare voce ad alcune delle comunità Indigene e Native con cui Enel Green Power lavora rispetto al significato che hanno per loro le risorse naturali come: sole, acqua, vento, terra. Il libro offre l'opportunità di ascoltare le storie e i loro valori relativi a questi elementi senza pretendere di essere scientificamente esatti ma con l'intento di dare loro voce. Per questo motivo sono state coinvolte le comunità stesse senza intermediari esperti in antropologia. Inoltre, abbiamo preferito coinvolgere fotografi locali e non grandi nomi di fotografi internazionali. Le comunità coinvolte nella pubblicazione sono sei e provengono dal Messico (Wixáritari Zapotec), dalla Colombia (Wayuu), dal Brasile (Pankararu), dal Cile (Mapuche), dal Sud Africa (Khomani San) e dall'Australia (Nukunu). La pubblicazione è stata effettuata dal National Geographic con il patrocinio del Ministero degli Affari Esteri Italiano.

L'applicazione del modello di CSV, lungo tutta la catena del valore, ha dato origine a "best practices", creando opportunità per l'azienda, le comunità e l'ambiente, permettendo allo stesso tempo di trasformare pratiche non omogenee in pratiche diffuse attraverso la creazione di modelli che renderanno il nostro modo di fare business sempre più sostenibile nei cantieri, negli impianti e negli uffici.

L'approccio dei modelli è misurare le performance, mitigare gli impatti delle nostre attività e fare off-set degli impatti residui non mitigabili negli ambiti in cui maggiormente impattiamo (emissioni, rifiuti, acqua e persone) considerando le tipiche dimensioni della sostenibilità ambientale, sociale ed economica.

Il modello di Cantiere Sostenibile, lanciato nel 2017 e implementato in tutti i nuovi cantieri di costruzione sta permettendo di mitigare gli impatti considerando le analisi dei contesti, i bisogni in una logica di CSV e l'applicazione del modello di economia circolare.

La misurazione delle performance, attraverso specifici KPIs ed in forma digitalizzata, sta permettendo di misurare e monitorare le performance nei cantieri oltre a supportare l'identificazione di nuove opportunità di miglioramento.

L'applicazione del modello permetterà la riduzione degli impatti sociali e ambientali, lo sviluppo dell'applicazione dell'economia circolare, la creazione di valore per le comunità, i contrattisti e le "nostre" persone. Tutto questo contribuirà agli obiettivi fissati dal Gruppo: emissione zero entro il 2050.

Nel 2018 è stato lanciato il modello di Impianto Sostenibile. Nato con un approccio bottom-up e grazie ad un lavoro di squadra interfunzionale (come per il modello di Cantiere Sostenibile), è stato sostenuto da un'intensa campagna di dissemination interna che ha visto coinvolti tutti gli attori chiave interni ed esterni. Caratteristica del modello è il nesso degli aspetti ambientali, sociali e di efficienza operativa che si basano su una profonda conoscenza del contesto e da una relazione trasparente con tutti gli stakeholder.

Entrambi i modelli si basano su standard internazionalmente riconosciuti (es: GRI) e sono strettamente correlati ai Sustainable Development Goals (SDGs).

Nell'anno sono proseguite anche le attività di diffusione interna del modello CSV e dei relativi tools a supporto, attraverso campagne di comunicazione, workshop e sessioni di training.

Nel 2018 sono stati realizzati 625 progetti di sostenibilità con un investimento pari a 28 milioni di euro e con un coinvolgimento di circa 737 migliaia di beneficiari.

Enel Green Power, nell'ottica di creare valore condiviso, considera nella gestione dei propri impianti anche quali possano essere le opportunità di sviluppo delle economie in cui opera. Investire nello sviluppo e nella crescita di imprese locali può contribuire alla costruzione e al consolidamento delle relazioni con le imprese del territorio che hanno la possibilità di svilupparsi partecipando alla realizzazione degli obiettivi di business del Gruppo.

Nella regolazione dei rapporti di fornitura, Enel Green Power si rifà alle "Condizioni Generali di Contratto del Gruppo Enel", che regolano i rapporti contrattuali tra le società del Gruppo Enel e i suoi appaltatori per l'acquisto di materiali, attrezzature, lavori e servizi, oltre che richiedere il rispetto dei principi contenuti nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, nel Modello Organizzativo ex decreto legislativo 231/2001 e il rispetto dei principi del Global Compact sui diritti umani.

I contratti di appalto di lavori, servizi e forniture sono affidati nel rispetto della legislazione vigente e dei principi di economicità, correttezza, concorrenza, e pubblicità, utilizzando procedure di approvvigionamento che assicurano alle imprese partecipanti massima trasparenza, obiettività e parità di trattamento. Inoltre, sono previsti criteri di sostenibilità specifici nell'ambito delle procedure di qualificazione, delle scelte di approvvigionamento, delle clausole contrattuali e delle modalità di verifica dell'operato dei fornitori.

Nell'ambito del suo impegno per l'economia circolare, il Global Procurement di Enel ha lanciato un progetto per promuovere all'interno dei processi di approvvigionamento, un approccio basato sull'economia circolare, al fine di ottenere un'analisi dettagliata del flusso dei materiali utilizzati, dei loro impatti ambientali e della gestione dei fine vita, lavorando in collaborazione con tutti i fornitori coinvolti. In tal modo si prevede di innescare un processo di miglioramento continuo delle performance interne e dei fornitori che porterà alla produzione e distribuzione di beni in maniera sempre più sostenibile.

Il progetto "Circular Economy Initiative For Enel Suppliers Engagement" si basa sull'adozione, nel tempo, dell'Environmental Product Declaration (EPD) come strumento di calcolo, comunicazione e valutazione delle prestazioni ambientali di prodotti e servizi acquistati.

L'EPD è una Dichiarazione, validata da una parte terza secondo regole stabilite in coerenza con gli standard internazionali ISO 14040 e ISO 14025, nella quale sono esplicitati indicatori ambientali del prodotto o del servizio calcolati utilizzando la metodologia LCA (Life Cycle Assessment) in modo da quantificare, interpretare e valutare gli impatti ambientali durante l'intero arco della sua vita.

Per una azienda, l'EPD rappresenta un efficace strumento per dare risalto all'impegno di riduzione degli impatti ambientali del proprio ciclo produttivo contribuendo a:

- avviare un controllo sull' "impronta" ambientale rispetto al consumo di acqua, di suolo, emissioni di CO2, uso risorse naturali ecc;
- ottimizzare i processi produttivi e ridurre i consumi;
- impostare strategie di miglioramento volte alla riduzione dell'impatto ambientale;
- valutare l'esposizione al rischio prezzo e al rischio di interruzione della fornitura (in base ai materiali e alle aree di provenienza).

L'adesione al progetto permette alle imprese di essere coinvolte in azioni di verifica dell'eco-efficienza del ciclo produttivo e di essere valorizzate mediante il riconoscimento di un'eco-profilo da parte di un organismo terzo, ma soprattutto di essere parte attiva e proattiva nel cambiamento, nello sviluppo di pratiche eco-sostenibili per le quali Enel vuole diventare trend-setter a livello mondiale.

Le categorie merceologiche selezionate per la prima fase di tale progetto includono tra l'altro le turbine eoliche ed i pannelli fotovoltaici che rappresentano un elevatissimo volume di spesa per Enel Green Power.

Tutto ciò nel rispetto degli standard internazionali di Qualità, Sicurezza ed Ambiente, sviluppati tutti all'interno di un sistema di gestione integrato. Inoltre, il sistema di gestione per la prevenzione della corruzione, fondato su un forte impegno e sulla leadership degli organi societari, si pone come strumento di sorveglianza, controllo e miglioramento dei risultati nel rispetto dei valori sui quali viene sviluppato il business aziendale. La corretta gestione dei rischi, in materia di salute sicurezza, ambiente e qualità e anticorruzione è garantita dalla Funzione HSEQ che coordina le attività di implementazione delle unità QSA nelle aree geografiche di presenza e le azioni di valutazione e risposta ai rischi portate avanti nei diversi impianti, garantendo inoltre il monitoraggio delle performance raggiunte attraverso specifici audit condotti in tutte le realtà produttive e gestionali della Business Line EGP.

Allo scopo di raggiungere l'obiettivo "Zero Infortuni", condiviso con il Gruppo Enel, l'Azienda pone la massima attenzione alla formazione e sensibilizzazione sulla sicurezza di dipendenti e lavoratori delle ditte appaltatrici. Nel 2018, di intesa con Procurement e secondo gli indirizzi di gruppo, è stato dato anche forte impulso alla scelta di fornitori qualificati per i servizi di manutenzione e per la costruzione di nuovi impianti, sia lato safety che ambiente al fine di garantire standard di qualità sempre maggiori. A tal fine, e per mantenere un tasso di infortuni decrescente, Enel Green Power ha sviluppato un programma di sicurezza focalizzato a garantire che i rischi significativi che possono condurre ad incidenti vengano adeguatamente gestiti in modo omogeneo in tutti i territori dove si trova e per tutte le fasi operative. Particolare attenzione è stata, anche per mezzo di una nuova politica di Health in EGP, a promuovere comportamenti che stimolino il 'wellness' dell'individuo nel contesto del gruppo. Infine, in coerenza con la Politica di Salute, Sicurezza e Ambiente, Enel Green Power assegna un ruolo centrale alla salvaguardia degli ecosistemi dei territori di presenza in tutte le fasi di sviluppo del business.

Nella fase di costruzione, Enel Green Power individua misure di mitigazione degli impatti ambientali dei cantieri, anche in collaborazione con le imprese appaltatrici. La gestione degli impatti ambientali è poi garantita durante la fase di esercizio degli impianti attraverso il Sistema di Gestione - presente in tutti i siti del Gruppo, nel 2018 è stata condotta un'analisi specifica degli impatti per gli impianti in esercizio secondo quanto previsto dalla ISO 14001 recepita da Policy interne a EGP. Ove necessario, sia in Italia che all'estero, infatti, vengono definiti programmi di miglioramento impianto per impianto in cui si identificano gli interventi da realizzare.

La tutela della biodiversità è un obiettivo strategico di Gruppo che stabilisce i seguenti impegni:

- pianificare le attività che possono interferire con le specie e gli habitat naturali rispettando il principio della mitigation hierarchy;
- nel caso di impatti residuali, attuare opere compensative rispettando il principio di "nessuna perdita netta" di biodiversità e, ove applicabile, con un bilancio netto positivo;
- per ogni nuovo impianto condurre Studi di Impatto Ambientale, prevedendo di adottare le migliori soluzioni per contenere gli effetti sulla biodiversità;

- monitorare l'efficacia delle misure adottate al fine di proteggere e conservare la biodiversità.

Gli interventi sono pianificati assegnando una priorità a quelli riguardanti gli ecosistemi delle aree protette situate in prossimità degli impianti e a quelli relativi alla conservazione delle specie ricadenti nella "Red List" dell'International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (IUCN).

L'innovazione per Enel Green Power continua a rappresentare uno degli elementi cardine per perseguire l'obiettivo di crescita sostenibile del Gruppo in un'ottica di creazione di valore condiviso. Coerentemente con la strategia di gruppo, l'impegno dell'unità di Innovation & Sustainability del 2018, si è focalizzato sugli ambiti della digitalizzazione e automazione, dell'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico e dello sviluppo di progetti sempre più integrati con gli aspetti di sostenibilità:

- includere all'interno di tutto il processo delle rinnovabili aspetti di digitalizzazione e automazione, che vadano a velocizzare i processi di sviluppo e costruttivi, che migliorino l'efficienza dei nostri impianti e riducano il rischio per i nostri operatori;
- cercare soluzioni che migliorino l'efficienza, la flessibilità e la disponibilità di energia rinnovabile;
- sviluppare l'utilizzo di nuove risorse rinnovabili ad oggi non sfruttate, con particolare focus sull'energia marina.

Sviluppare progetti che tengano conto del contesto in cui operiamo, che siano di beneficio e supporto anche per le comunità locali, i così detti progetti di Innovability.

A rimarcare la crucialità di innovazione e sviluppo, nel 2018 sono entrate nel vivo diverse iniziative e sono stati lanciati nuovi progetti in tutte le aree tecnologiche in cui l'azienda opera.

Coerentemente con la strategia Open Power, l'impegno del Gruppo si concentra sugli ambiti dell'accesso all'energia, dell'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico e dell'utilizzo di nuove tecnologie per:

- contribuire a migliorare l'accesso all'energia delle comunità locali, elettrificando zone isolate grazie all'utilizzo combinato di tecnologie di generazione diversificate e all'impiego di sistemi di accumulo elettrochimico;
- cercare soluzioni che migliorino l'efficienza e la flessibilità delle risorse rinnovabili anche nei contesti urbani (per esempio attraverso l'utilizzo di impianti di dimensioni ridotte e a basso impatto visivo, quali i generatori eolici all'avanguardia che si integrano meglio dal punto di vista paesaggistico);
- sviluppare l'utilizzo di nuove risorse rinnovabili ad oggi non sfruttate, con particolare focus sull'energia marina.

Nel 2018, a rimarcare la crucialità di innovazione e sviluppo, sono proseguite diverse iniziative e realizzati nuovi progetti in tutte le aree tecnologiche in cui opera Enel Green Power.

Particolare attenzione e forte spinta innovativa è stata data alle Accademy, per la specializzazione del personale nelle aree più critiche e sensibili alla gestione dei nostri mestieri.

In tutti i programmi delle School (BD - O&M - Commissioning - Engineering & Construction), una parte rilevante è stata data alle tematiche di innovazione e tecnologia digitale.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Le principali evoluzioni organizzative avvenute nel corso del 2018 sono state le seguenti:

- A livello organizzativo la linea di business è stata rinominata in “Enel Green Power” da “Global Renewable Energies”;
- Sono stati semplificati i perimetri geografici:
 - Il Nord Africa esce dal perimetro di gestione di “*Enel Green Power Rest of Europe and North Africa*”, che è stata quindi rinominata in “*Enel Green Power Rest of Europe*”.
 - L’Africa viene gestita interamente da “*Enel Green Power Africa, Asia and Oceania*”;
- La gestione delle attività di Energy Management in Nord America è confluita nella linea di business Global Trading;
- È stato creato un Hub digitale (“Enel Green Power Digital Hub”) che, in linea con la strategia del Gruppo Enel, opera trasversalmente con tutte le unità di business di EGP per lo sviluppo e l’implementazione di tutte le soluzioni digitali.

Relazioni Industriali

Nell’ambito della razionalizzazione organizzativa che ha interessato le strutture facenti capo alla Global business line Renewable Energies, per semplificare la struttura societaria e perseguire una maggiore efficacia operativa e gestionale, si è stabilito di procedere all’integrazione mediante fusione della Società 3 SUN S.r.l. nella società controllante Enel Green Power S.p.A. Conseguentemente, nel mese di febbraio, è stata avviata la procedura di cui all’art. 47 legge n. 428/1990 conclusasi con la sottoscrizione di un verbale d’accordo che ha previsto, nei confronti dei lavoratori incorporati, l’applicazione del CCNL Elettrico in base al percorso di armonizzazione definito, nei suoi termini essenziali, con apposito accordo sindacale siglato ad Ottobre.

Nel mese di luglio, coerentemente al modello di interlocuzione sindacale vigente, si è svolto il confronto sindacale sugli interventi organizzativi riguardanti l’O&M Wind Italia, introdotti nella logica di implementare un’organizzazione indipendente dalle altre tecnologie presenti in Italia, standardizzare i processi interni e renderli più efficienti.

Infine, a seguito della conclusione del confronto nazionale relativo alla definizione dell’assetto dell’unità O&M Hydro Italia avvenuta nel 2017, in applicazione del modello di relazioni industriali vigente, nei primi mesi del 2018 si sono svolti gli incontri di consultazione “a livello regionale” per l’applicazione sul territorio della nuova struttura, l’esame dei relativi riflessi sul personale, nonché la verifica degli assetti di reperibilità alla luce del nuovo modello organizzativo integrato e delle linee guida redatte dal Comitato tecnico azienda-OO.SS.

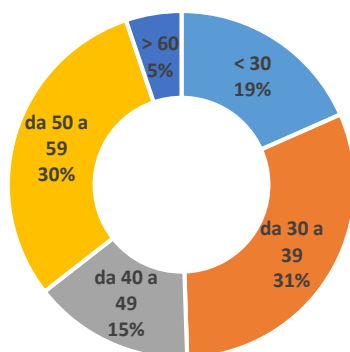
Consistenza e movimentazione del personale

La consistenza del personale di Enel Green Power Spa è aumentata di 162 risorse rispetto al 2017. La crescita è avvenuta tramite assunzioni dall'esterno, avendo un saldo netto di mobilità negativo, principalmente dovuto al passaggio di risorse verso EnelX.

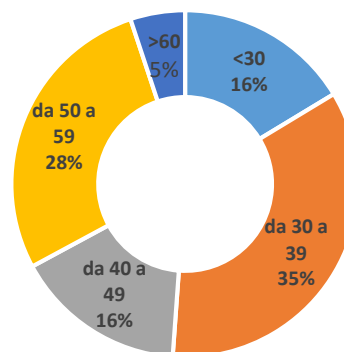
La consistenza del personale nel 2018 è esposta nel prospetto seguente:

	Consistenza al 31.12.2017	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità in ingresso all'interno del Gruppo Enel Green Power	Mobilità in uscita all'interno del Gruppo Enel Green Power	Cambi categoria	Consistenza al 31.12.2018
Dirigenti	97	4	-5	3	-16	21	104
Quadri	668	29	-22	35	-70	34	674
Impiegati	1.514	189	-70	51	-80	-21	1583
Operai	1.367	170	-48	1	-6	-37	1447
Totale	3.646	392	-145	90	-172	-3	3.808

Suddivisione per età anagrafica



Distribuzione anagrafica 2017



Distribuzione anagrafica 2018

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2018 sono state realizzate iniziative di formazione tese a favorire mobilità e conoscenza organizzativa, favorire e supportare il processo di change management, sostenere programmi di mentoring e shadowing interni ad EGP, migliorare le competenze linguistiche e supportare l'allineamento dei comportamenti al Modello Open Power adottato dal Gruppo.

Di seguito i principali interventi di formazione manageriale realizzati:

- “*Team Building*” rivolti ad unità tecniche, quali Solar Unit per O&M, con l'obiettivo di attivare un confronto all'interno del team per condividere l'evoluzione futura del business, dell'organizzazione, riflettere su modalità di gestione e comunicazione per avvicinare sempre più i primi, in maniera competente ed attuale, al modello organizzativo adottato, con l'utilizzo di modalità creative ed agili;
- “*Soft Skills Operai*” percorso interattivo rivolto a colleghi operai/operativi della Famiglia O&M-E&C, con l'obiettivo di accompagnare i colleghi ad una più profonda comprensione dei valori e comportamenti Open Power, allenando competenze trasversali e soft, innovazione e open mindset;
- Diversi interventi di *Change Management*, modulati tra formazione e comunicazione, rivolti alle Unità territoriali italiane per O&M e un programma, svolto anche all'estero (in particolare in Messico) condotto dal Capo della Funzione E&C per raccogliere idee e stimoli utili alle Unità;
- Corsi di preparazione all'esame di *Certificazione PMP*, riconosciuta come la qualificazione professionale specialistica nel campo del Project Management più prestigiosa a livello internazionale;
- “*PE Empowering*”: un percorso formativo, di tre moduli, rivolto ai Project Engineers GRE di tutto il mondo. L'obiettivo è rafforzare le competenze manageriali e di leadership dei PE nella fase di sviluppo di un progetto di business, ovvero guidare il Development Team contando quotidianamente su quelle capacità di gestione delle persone e di problem solving che un capo-team deve possedere. L'iniziativa si è svolta in Italia, Spagna e USA; a breve l'edizione si svolgerà anche in Cile.

Il 2018 ha visto una forte spinta innovativa alle scuole di formazione per la specializzazione del personale nelle aree più critiche e sensibili alla gestione dei nostri mestieri. La School of BD che intende rafforzare e ampliare le conoscenze e le competenze dei Business Developer di EGP, ha visto un sostanziale cambio di programma e faculty, essendo erogata in collaborazione con la School of Management dell'Università Bocconi di Milano; la School of O&M, master universitario in collaborazione con la Scuola Superiore Sant'Anna di Pisa, ha visto un rafforzamento di temi legati a digital, innovazione e competenze manageriali più allargate, si è anche gettata la base per una Scuola O&M congiunta con la Generazione convenzionale. Per ciò che attiene la School of Commissioning, si è evoluta in un Master universitario di primo livello, di carattere internazionale, erogato in collaborazione con l'Università di Pisa; infine, si sta lavorando ad una School dedicata alla funzione Engineering & Construction, in partnership con istituti universitari e/o centri di eccellenza esterni in via di definizione.

Per quanto riguarda l'ambito dello sviluppo, di seguito le principali iniziative realizzate nel corso del 2018:

- Rilancio del Programma Hall of Energies, con una forte spinta al rafforzamento rispetto alle categorie di premiazione connesse ai valori Open Power, sostenibilità e safety;

- Supporto al Programma Boosting & ChangeUP, volto a sostenere lo scambio professionale e funzionale di colleghi interessati e/o proposti da un Comitato di 1 Linea, avviato per O&M ma allargato ad altre Funzioni di EGP.
- “Open Mic”: iniziativa di idea factory che ha coinvolto circa 70 collaboratori di E&C tra Italia e Messico. L’obiettivo era riflettere sul significato della E&C Revolution e prenderne parte attivamente con la creazione di idee relative a diversi temi quali: digitalizzazione, automazione e robotica, organizzazione e processi, idee di business nel mondo esterno, piani di sviluppo per le persone, sostenibilità e safety.
- Definizione di piani di sviluppo individuali ai successori dei Top e dei Manager della GBL, a valle dei processi di identificazione successori su questi due target, con un’attenzione dedicata alle esponenti di sesso femminile al fine di rafforzarne la presenza organizzativa ed alla trasversalità di esperienze professionali.

Politiche retributive

Le politiche retributive applicate da Enel Green Power nel 2018, per i diversi target di popolazione, sono proseguite conformemente alle linee guida fornite per il Gruppo Enel, orientando sempre più la creazione di una maggiore integrazione tra sistemi di valutazione delle risorse umane, in termini di potenziale/performance e sistemi di remunerazione variabile e fissa.

Le scelte guidate sempre da logiche di equità e sostenibilità economica, perseguono le finalità di:

- attrarre e fidelizzare risorse di elevato standing professionale;
- motivare e sostenere la crescita professionale di tutti i dipendenti, con particolare attenzione alle risorse che ricoprono ruoli di responsabilità e/o di competenze strategiche o di elevate potenzialità;
- assicurare coerenza tra assetti retributivi e valore delle professionalità, in relazione al “peso” strategico dei ruoli, con priorità per le posizioni ad alto impatto sul business;
- differenziare cercando di preservare i valori aziendali sui quali poggia anche il senso di appartenenza che caratterizza i dipendenti del Gruppo.

L’obiettivo è valorizzare il contributo delle persone, in una logica premiante per livello di responsabilità ed eccellenza verso risultati di business e garantire crescita professionale, equità e coerenza retributiva, facendo ricorso a interventi sulla retribuzione fissa e riducendo interventi a “pioggia” per aumentare il valore economico e la percezione dell’intervento:

- passaggi di inquadramento, per riconoscere le professionalità consolidate, la copertura di posizioni di maggiore responsabilità, le risorse in sviluppo con alto potenziale;
- aumenti retributivi, volti a premiare le professionalità ed i ruoli strategici, al fine di valorizzare la crescita di competenze e garantire coerenza delle retribuzioni con il mercato esterno;
- MBO (Management by Objectives), applicato a tutte le posizioni di forte impatto aziendale e fortemente integrato con lo sviluppo organizzativo.

Corporate Governance

In materia di controllo interno Enel Green Power S.p.A. è dotata di un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito della Società in tre distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea" (o di "primo livello"), costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative della Società svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità del management operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- i controlli di "secondo livello", sono demandati al controllo di gestione per quanto riguarda il monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società;
- l'internal auditing, finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di monitoring dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società.

In Enel Green Power S.p.A., le attività di internal auditing sono svolte dalla Funzione Audit che attua le attività di verifica periodica di risk assessment, con la finalità di identificare e valutare i rischi, inerenti e residui, associati ai processi di business. Tale attività di analisi e supervisione del rischio, che rientra nel più generale processo di risk assessment di Gruppo, è mirata anche a predisporre il piano di Audit in maniera tale da focalizzare le attività di verifica sui processi a maggior rischio. La Funzione Audit comunica i risultati della propria attività di verifica al vertice aziendale e al Collegio Sindacale

Nel corso dell'esercizio 2018, sono state svolte attività di audit previste nel Piano elaborato attraverso la metodologia risk based sopra descritta.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dalla Società, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholder quanto dalla buona reputazione della Società stessa (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato l'adozione del Codice Etico. Fin dalla sua costituzione avvenuta in data 1 dicembre 2008, Enel Green Power S.p.A. ha adottato il "Codice Etico" che ha lo scopo di definire gli impegni e le responsabilità etico - sociali che sono tenuti ad assumere tutti coloro che operano in nome e per conto di Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

- principi generali nelle relazioni con gli stakeholder, che definiscono i valori di riferimento cui la Società si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali principi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;

- criteri di condotta verso ciascuna classe di stakeholder, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori della Società sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
- meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Gli stakeholder interni ed esterni di Enel Green Power possono segnalare ogni informazione riguardo a presunte violazioni, condotte e pratiche non in linea con i principi etici fondamentali attraverso diversi canali dedicati. La Funzione Audit, con il supporto delle Funzioni aziendali interessate, analizza le segnalazioni ed effettua gli approfondimenti necessari per accertare il loro concreto verificarsi, anche al fine di individuare eventuali carenze nei processi interni e implementare azioni correttive a presidio dell'adeguatezza del sistema di controllo interno. Nella gestione delle segnalazioni è sempre assicurata la riservatezza dell'identità dei segnalanti.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

Dal 1 dicembre 2008, in Enel Green Power S.p.A. è applicato anche il "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC"), al fine di sostanziare l'adesione della Società al Global Compact (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI – Partnership Against Corruption Initiative (iniziativa sponsorizzata dal World Economic Forum di Davos nel 2005). Il Piano TZC integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, rappresentando un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei principi formulati in materia da Transparency International.

Modello organizzativo e gestionale

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 recante la "Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica", e successive modifiche ed integrazioni, ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati (reati contro la pubblica amministrazione, reati societari, ecc.) commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

In attuazione di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 231/2001, sin dalla sua costituzione la Società ha adottato, implementato e costantemente aggiornato il "Modello di organizzazione e di gestione" che constava di una Parte Generale e di una Parte Speciale "A", relativa ai "Reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione".

Successivamente, in coerenza con l'evolversi delle disposizioni legislative che avevano ampliato la responsabilità amministrativa di cui al D.lgs. 231/2001 ad altre tipologie di reati, il "Modello di organizzazione e di gestione" è stato integrato con le seguenti Parti Speciali:

"B" - "Reati societari";

"C" - "Reati di terrorismo e di eversione dell'ordine democratico";

"D" - "Reati contro la personalità individuale, reato di intermediazione illecita e sfruttamento del lavoro, reato di impiego di cittadini di paesi terzi il cui soggiorno è irregolare e reati di razzismo e xenofobia";

"E" - "Reati ed illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato"

"F" - "Reati di omicidio colposo e lesioni gravi o gravissime commessi con violazione di norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro";

"G" - "Reati di ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita e autoriciclaggio";

"H" - "Delitti informativi e trattamento illecito i dati".

"I" - "Delitti di criminalità organizzata";

“L” - Reati ambientali;

“M” - “Reato di corruzione tra privati”.

L'adozione del Modello 231, del Codice Etico e del Piano TZC è finalizzata a:

- prevenire la commissione di talune specifiche ipotesi di reati e di illeciti amministrativi (c.d. illeciti presupposto) che possano comportare, a carico delle società una “responsabilità amministrativa”, come sancito dal Decreto 231/2001, con conseguente applicazione di sanzioni pecuniarie e interdittive;
- definire impegni e responsabilità etico-sociali da assumere da tutti coloro che operano in nome e per conto della Società nella conduzione degli affari e delle attività aziendali;
- confermare l'impegno della Società al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine e di tutti gli stakeholders della Società. Si precisa che nel corso del 2018 la Parte Generale e le Parti speciali “D”, “I” e “M” sono state aggiornate in conformità alla normativa vigente in materia.

All'interno di Enel Green Power S.p.A. è presente un apposito Organismo di Vigilanza plurisoggettivo con il compito di vigilare:

- sull'osservanza delle prescrizioni del “Modello 231” da parte della Società in relazione alle diverse tipologie di reati nonché di illeciti ex decreto legislativo n. 231/2001;
- sulla effettiva capacità del “Modello 231”, in relazione alla struttura aziendale, di prevenire la commissione di reati e di illeciti.

Nel corso del 2018 l'Organismo di Vigilanza ha monitorato e vigilato sull'effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo ex D.Lgs.231, evidenziando l'adeguatezza del disegno del sistema di controllo interno, posto a presidio dei rischi reato esemplificati nelle singole Parti Speciali del Modello 231, e la corretta attuazione di prassi, procedure e policy aziendali.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato, il 31 luglio 2013, una politica sui diritti umani che, nel recepire le “Linee Guida su Business e Diritti Umani” dettate dall'ONU, rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dal Codice Etico, dal Piano “tolleranza zero alla corruzione” e dal Modello 231 sulle tematiche legate ai diritti umani.

Certificazione Anti-bribery

La società, in aggiunta ai presidi di controllo già presenti in materia di corruzione, ha deciso di implementare un sistema di gestione della prevenzione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001:2016. Il 12 gennaio 2018 la Società ha ottenuto la certificazione in materia anti-bribery.

In data 30 luglio 2018 il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power S.p.A. ha nominato come componenti della Funzione di Conformità il Responsabile Audit, il responsabile Health, Safety Environmental and Quality e il responsabile Legal and Corporate Affairs di Enel Green Power.

Altre informazioni

Azioni proprie e azioni della controllante

Nel corso dell'esercizio 2018 non sono state poste in essere né direttamente né indirettamente operazioni su azioni proprie o su azioni della società controllante.

Pertanto al 31 dicembre 2018 la Società non possiede azioni proprie né azioni della controllante.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati in un apposito capitolo nell'ambito delle "Note di Commento" al Bilancio.

Uso di strumenti finanziari

Per l'informativa inerente all'uso di strumenti finanziari, alle politiche della Società in materia di gestione del rischio e alle esposizioni al rischio di prezzo, di credito, di liquidità e di variazione dei flussi finanziari si rinvia alla Nota "Risk Management".

Attività di direzione e coordinamento

La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A. I dati relativi all'ultimo bilancio approvato dalla controllante Enel S.p.A. sono riportati nel Capitolo del bilancio di esercizio "Attività di direzione e coordinamento", come richiesto dall'articolo 2497 bis c.c.

Erogazioni Pubbliche

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 ed amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel Green Power Spa. L'informativa tiene conto:

- (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e
- (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel Green Power 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 2018, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello .cd. 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'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

In aggiunta al predetto regime di pubblicità, per le erogazioni ricevute, si ritiene di indicare le seguenti ulteriori fattispecie.

Società Beneficiaria	Pubblica Amministrazione titolare della misura	Istituzione finanziaria/Ente erogatore	Totale Incentivi incassati nel 2018 in Mln€	Descrizione del contributo incassato
Enel Green Power SpA	MiSE	Mediocredito Italiano	0,16	Tranche intermedia di contributo a fondo perduto incassata per il progetto O.M.E.G.A., finanziato nell'ambito FIT Programmi di innovazione tecnologici ex Legge 46/82. Pubblica Amministrazione: MISE
Enel Green Power SpA	Simest spa	Simest spa	0,12	Contributi in conto interesse su finanziamenti a fronte di investimenti in imprese all'estero partecipate da Simest. Progetto denominato Palo Viejo 2 (Guatemala), finanziato nell'ambito dell' art. 4 della Legge 100/90.
Enel Green Power SpA	Simest spa	Simest spa	0,63	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 100/90.
Enel Green Power SpA	Simest spa	Simest spa	0,57	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 100/90.

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

Ente erogatore	Società Beneficiaria	Iniziativa	Totale importi erogati nel 2018 in Mln€
Enel Green Power	Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, Polizia di Stato, Servizio Centrale Polizia Stradale	Donazione di n. 2 Top Crash al fine di contribuire allo svolgimento delle attività della Polizia Stradale	0,003
Enel Green Power	Ethiopian Catholic Church Social and Development	Health Servie Program in Saint Luke Catholic Hospital and College of Nursing and Midwifery: donazione di un impianto fotovoltaico ibrido	0,45
Enel Green Power	Tesoreria di Roma Capitale-Sovrintendenza capitolina ai Beni Culturali	Riqualificazione area esterna del "Giardino Caffarelli" e "Giardino De Vico" più restauro e ripristino delle tre fontane	0,18
Enel Green Power	Fondazione Centro Studi	Saldo Contributo liberale 2017	0,13
Enel Green Power	Enel Cuore	Quota associativa 2018	0,04
Enel Green Power	Enel Cuore	20% Contributo liberale 2017	0,05
Enel Green Power	Enel Cuore	80% a saldo Contributo liberale 2017	0,20
Enel Green Power	Renewable Energy Solutions for the mediterranean (RES4MED)	Quota associativa 2018	0,06
Enel Green Power	Renewable Energy Solutions for the mediterranean (RES4MED)	Quota associativa 2019	0,06
Enel Green Power	Shared Value Project Limited	Quota associativa 2018	0,02

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio

La società chiude con un utile pari a 237.378.826,38 euro che si propone di destinare come segue:

- quanto ad euro 237.320.000,00 come dividendo dell'esercizio 2018 nella misura di 0,1745 euro per ciascuna delle n. 1.360.000.000 azioni;
- quanto al residuo, pari a euro 58.826,38, come "Utili portati a nuovo".

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili

Conto Economico

Euro	Note	2018	2017
Ricavi e proventi			
Ricavi	6	1.297.451.426	1.098.492.593
Altri ricavi e proventi	7	140.700.883	42.772.278
	<i>(Subtotale)</i>	1.438.152.309	1.141.264.871
Costi			
Acquisto di energia elettrica e combustibili	8	47.956.080	45.007.349
Servizi e altri materiali	9	416.646.247	335.209.108
Costo del personale	10	275.999.096	201.931.869
Ammortamenti e perdite di valore	11	327.028.866	349.286.850
Altri costi operativi	12	51.370.893	66.131.241
Variazioni delle rimanenze dei prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e prodotti finiti	13	(5.546.714)	-
Costi per lavori interni capitalizzati	14	(31.808.423)	(27.443.821)
	<i>(Subtotale)</i>	1.081.646.045	970.122.596
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	15	(167.263.224)	(118.396.308)
Utile operativo		189.243.040	52.745.967
Proventi da partecipazioni	16	60.249.795	43.245.936
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	17	(42.579.788)	(2.280.961)
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	18	(43.929.189)	26.297.111
	<i>(Subtotale)</i>	(26.259.182)	67.262.086
Utile prima delle imposte		162.983.858	120.008.053
Imposte	19	74.394.968	(62.459.496)
Risultato delle continuing operations		237.378.826	57.548.557
Utile dell'esercizio		237.378.826	57.548.557

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro

	2018	2017
Utile dell'esercizio	237.378.826	57.548.557
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(1.321.773)	(302.730)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (a)	(1.321.773)	(302.730)
Utili/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(53.060.631)	(15.992.385)
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (b)	(53.060.631)	(15.992.385)
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	(54.382.404)	(16.295.115)
Totale utile/(perdita) rilevato nell'esercizio	182.996.422	41.253.442

Stato Patrimoniale

Euro	Note		
ATTIVITÀ		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	20	4.510.898.361	4.540.992.297
Attività immateriali	21	52.984.735	53.380.185
Avviamento	22	6.672.383	6.672.383
Attività per imposte anticipate	23	297.346.662	152.711.244
Partecipazioni	24	6.406.350.268	5.842.296.688
Derivati	25	4.122.047	9.157.619
Altre attività finanziarie non correnti	26	6.079.115	288.777.118
Altre attività non correnti	27	16.325.227	14.228.000
	<i>(Totale)</i>	11.300.778.798	10.908.215.534
Attività correnti			
Rimanenze	28	66.235.539	53.383.017
Crediti Commerciali	29	667.065.401	637.886.045
Attività per lavori in corso su ordinazione	30	46.278.900	13.212.303
Crediti per imposte sul reddito	31	45.625.930	14.918.233
Derivati	25	2.301.821	3.488.488
Altre attività finanziarie correnti	32	348.490.118	106.388.753
Altre attività correnti	33	307.015.561	133.842.759
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	34	7.302.977	6.660.583
	<i>(Totale)</i>	1.490.316.247	969.780.181
Attività classificate come possedute per la vendita	35	-	763.109.618
TOTALE ATTIVO		12.791.095.045	12.641.105.333

Euro

Note

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2018	al 31.12.2017
Capitale sociale		272.000.000	272.000.000
Altre riserve		5.005.742.017	5.134.045.964
Utili e perdite accumulate		620.692.214	1.137.420.941
Utile dell'esercizio		237.378.826	57.548.557
TOTALE PATRIMONIO NETTO	36	6.135.813.057	6.601.015.462
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	37	3.234.780.098	2.102.888.547
TFR ed altri benefici ai dipendenti	38	53.381.707	56.953.555
Fondo rischi ed oneri	39	121.760.993	143.941.976
Passività per imposte differite	23	7.533.633	8.058.052
Derivati	25	92.897.104	56.226.604
Altre passività non correnti	40	28.050.957	36.925.548
	<i>(Totale)</i>	3.538.404.492	2.404.994.282
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	37	2.348.374.297	2.266.262.898
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	37	124.611.360	129.011.491
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	39	7.155.295	19.891.119
Debiti commerciali	41	277.743.488	254.138.092
Debiti per imposte sul reddito	42	-	2.375.201
Derivati	25	140.740.362	104.552.632
Altre passività finanziarie correnti	43	26.647.458	35.612.657
Altre passività correnti	44	191.605.236	132.274.904
	<i>(Totale)</i>	3.116.877.496	2.944.118.994
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	35	-	690.976.595
TOTALE PASSIVITÀ		6.655.281.988	6.040.089.871
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		12.791.095.045	12.641.105.333

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di strumenti finanziari rivalutazione	Riserve da valutazione degli strumenti finanziari CFH	Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Altre riserve	Utile/(perdite) accumulate	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto
Al 31 dicembre 2016	272.000.000	54.400.000	137.963.823	(90.620.889)	(8.511.412)	5.057.109.556	1.137.376.315	50.228.627	6.609.946.020
Riparto Utile 2016									
Distribuzione dividend								(50.184.000)	(50.184.000)
Utili portati a nuovo							44.627	(44.627)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio									
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto				(15.992.385)	(302.730)				(16.295.115)
Utile dell'esercizio								57.548.557	57.548.557
Al 31 dicembre 2017	272.000.000	54.400.000	137.963.823	(106.613.274)	(8.814.142)	5.057.109.556	1.137.420.942	57.548.557	6.601.015.462
Applicazione nuovi principi contabili (IFRS 9)						(9.598.334)			(9.598.334)
Al 1° gennaio 2018	272.000.000	54.400.000	137.963.823	(106.613.274)	(8.814.142)	5.047.511.222	1.137.420.942	57.548.557	6.591.417.128
Riparto Utile 2017									
Distribuzione dividend								(57.528.000)	(57.528.000)
Utili portati a nuovo							20.557	(20.557)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio									
Scissioni progetto "Elqui"						(70.892.285)			(70.892.285)
Fusione 3sun						6.569.077	(16.749.285)		(10.180.208)
Distribuzioni Utili a Enel Spa							(500.000.000)		(500.000.000)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto				(53.060.631)	(1.321.773)				(54.382.404)
Utile dell'esercizio								237.378.826	237.378.826
Al 31 dicembre 2018	272.000.000	54.400.000	137.963.823	(159.673.905)	(10.135.915)	4.983.188.014	620.692.214	237.378.826	6.135.813.057

Rendiconto Finanziario

Euro

	Note	2018	2017
Utile prima delle imposte		162.983.858	120.008.053
Utile/(Perdita) prima delle imposte discontinued operations		-	-
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	11	327.028.866	349.286.850
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		44.619.027	48.607.673
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	16	(60.249.795)	(43.243.919)
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati e altri oneri finanziari netti		86.508.977	(24.016.150)
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(78.508.242)	1.902.141
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		482.382.691	452.544.648
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		(39.971.958)	164.463
(Incremento)/ Decremento di rimanenze		(23.555.635)	(17.309.158)
(Incremento)/ Decremento crediti e debiti commerciali	29-41	(56.278.139)	(158.023.033)
(Incremento)/ Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		11.557.980	(142.183.747)
Interessi attivi (passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(54.121.616)	(28.594.860)
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese	16	58.498.896	43.243.919
Imposte pagate		1.751.195	2.681.422
Flusso di cassa da attività operativa (a)		380.263.414	152.523.654
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	20	(208.861.642)	(179.666.310)
Investimenti in attività immateriali e avviamento	21	(20.105.354)	(24.371.975)
Cessioni di attività materiali	21	(3.454.225)	(1.902.141)
Investimenti in partecipazioni	24	(1.289.436.463)	(1.687.171.877)
Operazioni straordinarie		270.725.239	-
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(1.251.132.444)	(1.893.112.303)
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	37	1.127.491.420	1.548.903.618
Rimborsi ed altre variazioni nette di debiti/(crediti) finanziari		301.548.004	237.749.243
Dividendi pagati	36	(557.528.000)	(50.184.000)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		871.511.424	1.736.468.861
- di cui discontinued operations		-	-
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		642.394	(4.119.788)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	34	6.660.583	10.780.371
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	34	7.302.977	6.660.583

Note di commento

1. Forma e contenuto del bilancio

Enel Green Power Spa, che opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, Viale Regina Margherita 125.

Enel Green Power Spa, optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4a dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato a uso pubblico viene redatto da Enel Spa, da cui Enel Green Power Spa è interamente controllata. La controllante ha sede in Roma, in viale Regina Margherita, 137, indirizzo presso il quale è possibile ottenere tale documento nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa.

Gli amministratori in data 18 marzo 2019 hanno approvato il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018 e la sua messa a disposizione del Socio unico nei termini previsti dall'art. 2429c.c.

Il presente bilancio sarà sottoposto all'approvazione dell'Assemblea in data 18 aprile 2019 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 c.c.

Ai fini di quanto previsto da paragrafo 17 dello IAS 10, la data presa in considerazione dagli Amministratori nella redazione del bilancio è il 18 marzo 2019, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione contabile da parte di EY Spa.

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards – IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed 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 d'esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile (perdita) 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 in un gruppo in dismissione classificato come posseduto 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 dodici 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 dodici 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 operation* e di quello delle eventuali *discontinued operation*.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del bilancio consolidato.

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. Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del 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 principi 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.

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 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.

Recuperabilità di attività non finanziarie

Il valore contabile delle attività finanziarie viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e sulle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale.

Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

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 ad un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, ad evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da venti anni fino ad un massimo di trenta 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 di 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 ed i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (articolo 25 del R.D. 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 di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti principi 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 ad una stima 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 devolvibilità, 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, la società include la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) che 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.

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul *fair value* rilevato in bilancio per tali strumenti.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2018 il bilancio 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 dell'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.

Contenziosi

Enel Green Power è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione di energia elettrica. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

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.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento degli impianti e ripristino dei siti in cui essi insistono, in particolare per lo smantellamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che la Società ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto privo di rischio, al lordo delle imposte (*risk free rate*).

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 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.

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 simili, della partecipata.

La società riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indicano 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.

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 la stessa 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.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel Green Power 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 Green Power 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 Green Power 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 Green Power e delle società da questa direttamente e/o indirettamente 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.

Partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture

Per società controllate si intendono tutte le società di cui Enel Green Power ha il controllo. 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 società collegate si intendono le società su cui Enel Green Power 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.

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui Enel Green Power 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.

Tali partecipazioni 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 della Società 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 ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa 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 passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e 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 cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel 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.

Fair value measurement

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi 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 (cosiddetto *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 considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in 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 oggetto di valutazione, in particolare:

- > per le attività non finanziarie si considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior 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 messa in funzione del bene 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 (cosiddetti *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 ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad 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 affluiranno 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.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a 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:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica	
Fabbricati e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- condotte forzate	50
- macchinario meccanico ed elettrico	40
- altre opere idrauliche fisse	100
Impianti di produzione geotermoelettrica	
Fabbricati ed opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri refrigeranti	20
- turbine e generatori	30
- parti turbina a contatto con il fluido	10
- macchinario meccanico altro	20
Impianti di produzione eolica	
Fabbricati ed opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri	30
- turbine e generatori	30
- macchinario meccanico altro	30
Impianti di produzione solare	
Fabbricati ed opere civili	20-60
Impianti e macchinari:	
- macchinario meccanico altro	30

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 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 i proventi netti della cessione, determinati secondo i requisiti del prezzo dell'operazione dell'IFRS 15, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

In Italia gli impianti includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua ad uso idroelettrico prevalentemente riferibili alle opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate e i canali di scarico. La scadenza di tali concessioni è fissata al 31 dicembre 2029. Nel contesto regolatorio 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 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.

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", 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 ad 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).

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse 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 interno sono rilevati come attività immateriale quando la Società è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha intenzione di completare l'attività per usarla o venderla e che l'attività genererà benefici economici futuri.

I costi di ricerca sono rilevati a conto economico.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto del fondo ammortamento e dell'eventuale impairment accumulato.

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 all'uso.

Conseguentemente, 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, 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 può continuare ad essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita deve essere rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è di seguito dettagliata:

Attività immateriali	Vita utile (anni)
Costi di Sviluppo	5
Software tutelato	2-7
Concessioni	10
Licenze	18
Marchi	18
Software non tutelato	3

Avviamento

L'avviamento generato a seguito di operazioni di acquisizione di rami d'azienda, rappresenta la differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto del ramo d'azienda e il fair value attribuito alle attività e passività costituenti il ramo. L'avviamento può emergere, inoltre, a seguito di operazioni di fusione o incorporazione; in questo caso esso rappresenta l'eccedenza del costo di acquisto della incorporata rispetto al patrimonio netto espresso a valori correnti. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

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. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, delle attività immateriali e dell'avviamento, la società applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai 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, e 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 stati determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e perdite di valore".

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 perdite di valore", nei limiti del valore netto di carico 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 recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita utile indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, ad 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.

I materiali e gli altri beni di consumo 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 ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Gli anticipi versati a fornitori di componenti di impianti sono rilevati tra le altre attività correnti, poi riclassificati fra le rimanenze all'atto della consegna fisica. Dette giacenze sono poi riclassificate tra gli "*Immobili, impianti e macchinari*" nel momento in cui vengono destinate alla realizzazione di un nuovo impianto, ovvero a garantire l'operatività di un impianto già in esercizio.

Lavori su ordinazione

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi e i costi di commessa devono essere rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi, i costi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.

Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.

Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo *cost to cost*, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività.

Strumenti finanziari

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine ad un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo del 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, la società diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (i.e. 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'espedito 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 del 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 (i.e. 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 la società 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 cumulate 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 ad 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 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.

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.

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per tali crediti, la società Enel Green Power, ai fini del calcolo delle perdite attese applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, considerato indicatore rappresentativo di

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, tenuto conto dello specifico contesto di business e regolatorio di riferimento. 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.

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.

La società 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 (i.e. titoli "*investment grade*").

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, la società 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.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti ad un irrilevante rischio di variazione del loro 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

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte 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 a 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 ad 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 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 di un parametro definito “underlying”, quale tasso d'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 ad 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 a 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 53 "Derivati e 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.

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 della società 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 incorporare 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.

La società 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 delle 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.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Iperinflazione

In caso di economia iperinflazionata, la società 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.

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, 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.

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 rilevate 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 ad 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 che 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 dodici 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 dodici 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.

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.

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, ad 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 ad 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 si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "uso di stime".

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 la Società 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 ad un tasso d'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 la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando la Società riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che 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 (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditate a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Dal 1° gennaio 2016, come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi è sostituito da una nuova forma di incentivo. La società, che aveva già maturato il diritto ai Certificati Verdi, conserva il beneficio per il restante periodo agevolato sotto forma di tariffa incentivante attraverso il sistema GRIN del GSE.

Si precisa che le novità introdotte da tale Decreto hanno avuto effetto sulla predisposizione del presente bilancio, in quanto la tariffa omnicomprendente ora riconosciuta dal GSE può essere assimilata ad un'integrazione dei ricavi relativi alla vendita di energia e pertanto la miglior collocazione nel conto economico dei correlati ricavi risulta essere la voce "ricavi delle vendite e prestazioni", mentre in passato il contributo per Certificati Verdi era rilevato tra gli "altri ricavi" in accordo con le disposizioni dello IAS 20. Relativamente alla contropartita patrimoniale, invece, la miglior classificazione risulta essere nell'ambito del sottogruppo C II) e, nello specifico, la voce "crediti verso altri".

La Società ha impugnato il Decreto e promosso un ricorso straordinario al fine di ottenere l'annullamento dello Schema di Convenzione per la regolazione economica dell'incentivo sulla produzione netta incentivata per il residuo periodo di diritto, successivo al 2015, in quanto ritenuto penalizzante rispetto al precedente meccanismo dei

Certificati Verdi che consentiva di raggiungere una piena complementarietà tra il prezzo di cessione dell'energia e il valore dell'incentivo, stabilizzando anno su anno il valore del ricavo per impianto incentivato.

Il ricorso è in attesa della fissazione dell'udienza.

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.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita sono presentati 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) classificati 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) conseguente 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 operation*.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, la società 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 operation*.

Una *discontinued operation* è una componente di una società 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.

La società espone, in una voce separata del conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- > degli utili o delle perdite delle *discontinued operation* al netto degli effetti fiscali, e
- > dalla 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 la società cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le *discontinued operation* sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle *continuing operation* per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Ricavi

La società rileva i ricavi provenienti da contratti con clienti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui la società si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti.

La società applica questo principio cardine utilizzando un modello costituito da 5 fasi (step):

1. individuazione del contratto con il cliente (step 1)

La società applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti ricompresi nell'ambito di applicazione del principio quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i seguenti criteri:

- le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad adempiere le rispettive obbligazioni;
- i diritti a beni o servizi e le condizioni di pagamento sono identificabili;
- il contratto ha sostanza commerciale;
- è probabile che la società riceva il corrispettivo a cui prevede di avere diritto.

Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti vanno rilevati come anticipi.

2. individuazione delle obbligazioni di fare (step 2)

La società identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.

Come eccezione, la società 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.

Per ciascun bene o servizio distinto, la società determina se agisce in qualità di "principal" o "agent", a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima di trasferirlo al cliente. Fra gli indicatori di controllo figurano: l'aver la responsabilità primaria della fornitura dei beni o servizi al cliente, l'assunzione del rischio di magazzino e la discrezionalità nella definizione dei prezzi per i beni o servizi. Quando la società agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni a cui si aspetta di avere diritto.

3. determinazione del prezzo dell'operazione (step 3)

Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corrispettivo a cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (ad esempio, alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).

La società determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto (utilizzando i termini contrattuali legalmente applicabili e senza considerare l'eventualità che il contratto venga annullato, rinnovato o modificato) e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.

Nel determinare il prezzo dell'operazione, la società considera se il prezzo dell'operazione include:

- corrispettivi variabili, quando il corrispettivo a cui la società ha diritto in virtù del contratto può variare o il prezzo pattuito è fisso ma il diritto del Gruppo al corrispettivo dipende dal verificarsi o dal non verificarsi di un evento futuro. L'importo del corrispettivo variabile stimato compreso nel prezzo dell'operazione è limitato all'importo per 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;

- corrispettivi non monetari ricevuti da un cliente, valutati al fair value;
- un corrispettivo da pagare al cliente che rappresenta una riduzione del prezzo della operazione, a meno che non sia un pagamento per beni o servizi distinti ricevuti da quel cliente;
- una componente di finanziamento significativa che può esistere se il momento del pagamento non corrisponde al momento del trasferimento dei beni o servizi al cliente.

4. ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4)

All'inizio del contratto la società ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo a cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.

Quando il contratto include un'opzione per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo (un diritto significativo esiste se il cliente è in grado di ottenere l'opzione solo stipulando il contratto e l'opzione fornisce al cliente la possibilità di ottenere i beni o servizi aggiuntivi a un prezzo inferiore rispetto ai loro prezzi di vendita a sé stanti), la società 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.

La società, 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 la società venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente).

5. 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 (ossia, la capacità di decidere dell'uso dei beni o servizi e di trarne sostanzialmente tutti i benefici rimanenti o di impedire ad altri di fare altrettanto). Come primo step, la società determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto:

- il cliente riceve e utilizza simultaneamente i benefici derivanti dalla prestazione man mano che la società la effettua;
- la prestazione del Gruppo crea o migliora un'attività che il cliente controlla man mano che l'attività è creata o migliorata; o
- la prestazione del Gruppo non crea un'attività che presenta un utilizzo alternativo per la società, e la società ha il diritto esigibile al pagamento della prestazione completata fino alla data considerata.

Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, la società rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando:

- un metodo basato sugli output, ovvero sulla valutazione diretta del valore che hanno per il cliente i beni o servizi trasferiti fino alla data considerata rispetto ai beni o servizi promessi nel contratto che rimangono da trasferire;
- un metodo basato sugli input, ovvero sugli sforzi o input impiegati dal Gruppo per adempiere l'obbligazione di fare rispetto al totale degli input previsti per l'adempimento dell'obbligazione di fare.

La società applica un unico e medesimo 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 è in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, la società 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, la società determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando anche i seguenti indicatori:

- un'obbligazione attuale a pagare;
- possesso materiale;
- titolo di proprietà;
- rischi e benefici della proprietà; e
- accettazione dell'attività.

Se la società 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, la società rileva un'attività derivante da contratto 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, la società rileva una passività derivante da contratto 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 la società adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

In particolare, secondo il tipo di transazione, i criteri utilizzati secondo l'IFRS 15 e i principi precedenti sono riepilogati come segue:

- > ricavi delle vendite di beni:
 - > ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati quando i rischi e benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti al cliente;
 - > ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se la società considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;
- > ricavi per la vendita e trasporto di energia elettrica/gas:
 - > ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati quando le commodity sono erogate al cliente (cliente finale) e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorchè non fatturati, e sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento. In particolare, le autorità che regolano i mercati del gas e dell'energia elettrica possono utilizzare meccanismi per ridurre l'impatto del mismatching temporale tra la definizione delle tariffe per il mercato regolamentato, come applicate ai distributori, e la definizione delle tariffe da parte di questi ultimi per i consumatori;
 - > ai sensi dell'IFRS 15, la rilevazione dei ricavi è generalmente analoga, ma si basa su una valutazione sottostante diversa. Ciò deriva dal fatto che questi contratti prevedono di solito una unica obbligazione di fare (ossia, una serie) soddisfatta nel corso del tempo per la quale la società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata;
- > ricavi per le prestazioni di servizi:
 - > ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati con riferimento allo stato di completamento della prestazione alla data di chiusura del bilancio, negli esercizi in cui i servizi sono prestati. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi sono rilevati solo fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;

- > ai sensi dell'IFRS 15, 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 la società 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 in questione;
- > ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari che in natura:
 - > ai sensi dei principi precedenti, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se è identificato solo il servizio di connessione. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il fair value del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo, il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene utilizzato per fornire tali servizi;
 - > ai sensi dell'IFRS 15, 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 ulteriori dettagli su questo tema, si rimanda al paragrafo Giudizi del management;
- > ricavi per lavori su ordinazione:
 - > ai sensi dei principi precedenti, quando il risultato può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi sono rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.

Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.

Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo cost to cost, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività;

- ai sensi dell'IFRS 15, sono rilevati nel corso del tempo se la società ritiene che la commessa preveda un'obbligazione di fare il cui adempimento avviene nel corso del tempo, valutando i progressi verso il completo adempimento di tale obbligazione mediante l'utilizzo di un metodo appropriato che meglio descriva tali progressi. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a valutare 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 in questione.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratto con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratto con i clienti.

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, o 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.

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 agli investimenti 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 ad 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.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto a ricevere il pagamento.

I dividendi pagabili sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

3. Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2018

La società ha adottato i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2018:

- > "IFRS 9 – *Strumenti finanziari*", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, comprensivo delle "Modifiche all'IFRS 9: *Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa*" emesso a ottobre 2017 e che il Gruppo ha deciso di applicare a partire dal 1° gennaio 2018, sostituisce lo IAS 39 *Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione* e sostituisce totalmente la versione precedente.

- > "IFRS 15 – *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*", emesso a maggio 2014, inclusivo delle "Modifiche all'IFRS 15: *data di entrata in vigore dell'IFRS 15*", emesse a settembre 2015, e dei "Chiarimenti sull'IFRS 15 *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*", emesso ad aprile 2016, che introducono modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Gruppo costituito fra lo IASB e il FASB. Il nuovo principio sostituisce lo "IAS 11 – *Lavori su ordinazione*", "IAS 18 - *Ricavi*", "IFRIC 13 - *Programmi di fidelizzazione della clientela*", "IFRIC 15 – *Accordi per la costruzione di immobili*", "IFRIC 18 - *Cessioni di attività da parte della clientela*", "SIC 31 *Ricavi – Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari*" e si applica a tutti i contratti con clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e assicurativi, strumenti finanziari, ecc.).

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato/comporta un impatto sul presente bilancio.

- > “Modifiche all’IFRS 4: *Applicazione congiunta dell’IFRS 9 Strumenti finanziari e dell’IFRS 4 Contratti assicurativi*”, emesso a settembre 2016. Le modifiche:
 - permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all’assicurazione di posticipare l’applicazione dell’IFRS 9 sino al 2021 (“temporary exemption”); e
 - attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l’opzione di rilevare nelle altre componenti di conto economico (OCI), piuttosto che a conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall’applicazione dell’IFRS 9 (“overlay approach”).

La società ha deciso di non esercitare l’opzione di esenzione temporanea per l’applicazione dell’IFRS 9 al settore assicurativo.

- > “Modifiche allo IAS 40: *Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari*”, emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a, o da investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d’uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d’uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati. *L’applicazione di queste modifiche non ha comportato/comporta un impatto sul presente bilancio.*
- > “IFRIC 22 - *Operazioni in valuta estera e anticipi*”, emesso a dicembre 2016; l’interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un’attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell’operazione è quella nella quale la società rileva l’eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). *L’applicazione di queste modifiche non ha comportato/comporta un impatto sul presente bilancio.*
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti sui principi esistenti. In particolare sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 1 – *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni a breve termine” inerenti le disposizioni transitorie all’IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10.
 - “IAS 28 – *Partecipazioni in società collegate e joint venture*”; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa ad una società d’investimento (o un fondo comune, fondo d’investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione.

L’applicazione di queste nuove previsioni non ha comportato/comporta un impatto sul presente bilancio.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l’elenco dei nuovi principi, delle modifiche ai principi e delle interpretazioni la cui data di efficacia per la società è successiva al 31 dicembre 2018:

- > “IFRS 16 – *Leasing*”, emesso nel gennaio 2016, sostituisce lo IAS 17, nonché 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 “*Leasing*” è stato omologato dall’Unione europea con il Regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017.

L'IFRS 16 individua i principi per la rilevazione, la valutazione e la 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. Alla data di decorrenza del leasing, il locatario deve rilevare una passività per l'obbligo a effettuare i pagamenti dovuti per il leasing ("passività del leasing") e un'attività consistente nel diritto all'utilizzo del bene sottostante durante la durata del leasing (attività per il diritto d'uso). Il locatario deve inoltre rilevare gli interessi relativi alla passività del leasing separatamente dagli ammortamenti dell'attività consistente nel diritto d'uso.

Il locatario dovrà rideterminare gli ammontari della passività del leasing al verificarsi di taluni eventi (per es., una modifica della durata del leasing, una variazione del valore dei pagamenti futuri dovuta a un cambiamento di un indice o tasso utilizzato per determinare tali pagamenti). In generale, le rideterminazioni degli ammontari della passività del leasing comportano una rettifica anche dell'attività per il diritto d'uso.

In precedenza, la società rilevava i costi per i contratti di leasing operativo a quote costanti lungo la durata del leasing ed eventuali attività e passività solo nella misura in cui vi era una differenza temporale tra i pagamenti effettuati per i contratti di leasing e gli oneri rilevati a conto economico.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 lascia sostanzialmente invariati i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. I locatori continueranno a classificare i contratti di leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 distinguendo tra leasing operativi e leasing finanziari.

Con riferimento alla rilevazione dei contratti di leasing nel bilancio dei locatari, il principio prevede due casistiche di esclusione: i leasing su beni di "modico valore" (ad es. personal computer) e i contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di locazione di durata pari o inferiore a 12 mesi). L'IFRS 16 si applica agli esercizi aventi inizio dal 1° gennaio 2019 o successivamente.

La società non ha optato per l'applicazione anticipata dell'IFRS 16 nel proprio bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018. Inoltre, al fine di valutare il possibile impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 nell'esercizio di prima applicazione, la società ha istituito un team di progetto che ha esaminato tutti i contratti di leasing presenti nella società alla luce delle nuove regole di contabilizzazione previste dall'IFRS 16. In particolare, la società ha identificato e adottato uno specifico applicativo informatico con cui gestire i nuovi requisiti contabili previsti dall'IFRS 16, rivedendo altresì le proprie procedure interne al fine di assicurarne la conformità con il nuovo quadro contabile.

Quale risultato preliminare del team di progetto, la società ha valutato i possibili impatti derivanti dall'applicazione iniziale dell'IFRS 16 sul proprio bilancio, come descritto di seguito.

Le principali fattispecie contrattuali emerse sono rappresentate dalla locazione di terreni e fabbricati, autovetture e altri mezzi di trasporto e locazioni di macchinari tecnici.

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, la stima dei potenziali impatti del nuovo principio ha imposto un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, le principali ipotesi utilizzate sono:

- > identificazione della componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;

- > valutazione di eventuali opzioni di rinnovo previste nei contratti, valutate congiuntamente alla probabilità di esercizio di opzioni di risoluzione anticipata;
- > identificazione di eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se tali variazioni possono avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing e sull'ammontare dell'attività per il diritto d'uso;
- > la stima del tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei canoni di leasing. Quest'ultimo è pari al tasso di finanziamento marginale del locatario, quando il tasso di interesse implicito nei contratti di leasing non può essere determinato facilmente. In sede di transizione, come consentito dal principio, la società ha utilizzato il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data del 1° gennaio 2019. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito con durata simile e garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile, e può essere determinato a livello di singolo contratto o di portafoglio di contratti. L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo Enel riguarda la determinazione del *tasso di finanziamento marginale* per la stima del valore attuale dei canoni del leasing alla data di prima adozione. In tale contesto, l'approccio del Gruppo Enel si è basato sulla valutazione dei seguenti tre elementi principali:
 - il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali in valuta, il contesto economico in cui è stato negoziato il contratto di leasing e la sua durata;
 - il *credit spread adjustment*, al fine di calcolare un tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario considerando l'esistenza di eventuali garanzie rilasciate dalla capogruppo o altre forme di garanzie;
 - le rettifiche relative al leasing per riflettere, nel tasso di finanziamento marginale, la circostanza che il tasso di attualizzazione è strettamente connesso con il bene oggetto del contratto di leasing, piuttosto che rappresentare un generico tasso di finanziamento marginale. In particolare, il rischio di insolvenza insito nei contratti di leasing è attenuato, per il locatore, dal mantenimento della proprietà giuridica del bene sottostante. Per tale ragione, è possibile considerare la passività associata al leasing come una forma di finanziamento garantito.

In sede di prima adozione, la società ha scelto di avvalersi delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore. Per esempio, la società detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore.

Per la transizione al nuovo principio contabile, la società ha deciso di utilizzare i seguenti espedienti pratici:

- > applicazione del principio ai contratti precedentemente identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e IFRIC 4; pertanto, la società non ha applicato il principio a contratti che in precedenza non erano considerati di leasing ai sensi dello IAS 17 e dell'IFRIC 4.
- > adozione dell'approccio retroattivo modificato secondo il quale la società ha rilevato l'effetto cumulato derivante dalla prima adozione dell'IFRS 16 a rettifica al saldo di apertura degli utili a nuovo al 1° gennaio 2019, senza alcuna rideterminazione dei dati dell'esercizio comparativo.
- > valutazione della passività per il leasing al valore attuale dei pagamenti residui, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 delle società locatarie;
- > rilevazione delle attività per diritto d'uso alla data di prima applicazione per un importo pari alla passività per il leasing rettificata dell'ammontare di eventuali risconti o ratei attivi derivanti da tali contratti e rilevati nello stato patrimoniale immediatamente precedente la data di prima adozione. Su base individuale, in presenza

di contratti di leasing di importo rilevante, la società ha scelto di valutare alcune attività per diritto d'uso al valore contabile come se il Principio fosse stato applicato dalla data di inizio del leasing.

- > possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 sulla base della valutazione effettuata merito all'onerosità dei contratti di leasing in accordo alle disposizioni dello IAS 37.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, la società ha stimato che al 1 gennaio 2019 si iscriverà una passività per leasing nell'ambito dei debiti finanziari per 29 milioni di euro che coinciderà con il rate of use.

- > “IFRS 17 – Insurance contracts”, emesso a maggio 2017, definisce essenzialmente i criteri di rilevazione, misurazione, presentazione e disclosure dei contratti di assicurazione e riassicurazione emessi dalla società, nonché dei contratti di riassicurazione posseduti dalla società. L'IFRS 17 sostituisce il precedente IFRS 4 che non prevedeva un univoco metodo di rilevazione dei contratti assicurativi, con la conseguenza che tali contratti potevano essere rilevati diversamente nelle diverse giurisdizioni e, potenzialmente, anche nell'ambito della stessa società. Il nuovo standard:
 - richiede di fornire informazioni aggiornate circa le obbligazioni, i rischi e le performance dei contratti di assicurazione;
 - aumenta la trasparenza delle informazioni finanziarie fornite dalle società di assicurazione, consentendo a investitori e analisti di nutrire una maggiore confidenza nella comprensione del settore assicurativo;
 - introduce un metodo di contabilizzazione coerente per tutti i contratti assicurativi basato su un unico modello di valutazione.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- > “Amendments to IAS 1 and IAS 8 – Definition of Material”, emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono la definizione di “materialità” come 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.” Includendo il concetto di “oscuramento dell’informazione” nella nuova definizione, le modifiche specificano che l’informazione è oscurata quando è comunicata in un modo che avrebbe lo stesso effetto di un’omissione o errata presentazione dell’informazione. Al fine di evitare situazioni per le quali vi sia l’obbligo di includere nel bilancio una informazione che non è in grado di influenzare le decisioni degli utilizzatori primari, le modifiche introducono anche una nuova soglia nella definizione di materialità sostituendo il “potrebbe influenzare” con “si può ragionevolmente prevedere che influenzi”. Infine, le modifiche chiariscono l’obbligo per la società di considerare gli utilizzatori primari dei bilanci (per es., investitori esistenti e potenziali, finanziatori e altri creditori) nel decidere quali informazioni rendere pubbliche. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un’applicazione anticipata. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > “Amendments to IAS 19 – Plan Amendment, Curtailment or Settlement”, emesso a febbraio 2018.

Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti, le società aggiornino le ipotesi attuariali e rideterminino il costo previdenziale relativo alle prestazioni correnti (current service cost) e l'interesse netto (net interest) per il resto dell'esercizio dopo tale evento. Inoltre, le modifiche chiariscono: (i) le modalità con cui l'obbligo di contabilizzare una modifica, riduzione o estinzione di un piano influisce sui requisiti del massimale di attività (c.d. asset ceiling); (ii) non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica del piano. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a modifiche, riduzioni o estinzioni dei piani a benefici definiti che si verifichino a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un'applicazione anticipata. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > "Modifiche allo IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*", emesso a ottobre 2018. Le modifiche chiariscono che per essere considerata un'aggregazione, l'acquisizione dovrà includere, come minimo, un input e un processo sostanziale che insieme contribuiscano in modo significativo all'abilità di creare un prodotto. Le nuove linee guida offrono un quadro di riferimento per valutare la presenza di un input e di un processo sostanziale. La definizione di aggregazione e di prodotto si concentra ora sui beni e servizi forniti ai clienti e viene eliminato il riferimento a rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefici economici. Inoltre, non è più necessario valutare se gli operatori di mercato sono in grado di sostituire eventuali input o processi mancanti e continuare a creare un prodotto.

Le modifiche introducono inoltre un test facoltativo che, in caso di esito positivo, elimina la necessità di ulteriori valutazioni (*concentration test*). Ai sensi di tale test, un insieme di attività e beni acquistati non è un business se sostanzialmente tutto il fair value delle attività lorde acquisite è concentrata in un'unica attività identificabile (o gruppo di attività simili identificabili).

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un'applicazione anticipata. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > "*Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*", emesso a marzo 2018. La versione rivista comprende modifiche di ampio respiro rispetto alla precedente versione del 2010. Il *Conceptual Framework revised* prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. In particolare, definisce:
 - la finalità generale della rendicontazione finanziaria;
 - le caratteristiche qualitative che rendono utile l'informazione finanziaria;
 - una descrizione della *reporting entity* e la sua delimitazione;
 - le definizioni di un'attività, una passività, patrimonio, ricavi e costi e guidance a sostegno di tali definizioni;
 - criteri per la rilevazione e derecognition di attività e passività nei bilanci;
 - basi di valutazione e indicazioni sul loro utilizzo;
 - concetti e guidance su presentazione e disclosure; e
 - concetti relativi a capitale e *capital maintenance*.

Il *Conceptual Framework revised* è accompagnato da una *Basis for Conclusions*. Lo IASB ha inoltre emesso un documento di accompagnamento separato, "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", che delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al *Conceptual Framework revised*.

Il Conceptual Framework revised si applicherà, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un'applicazione anticipata. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > “Modifiche allo IAS 28 – *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint ventures*”, 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. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > IFRIC 23 – *Uncertainty over Income Tax Treatments*”, 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’incertezza può riguardare sia le imposte correnti che quelle differite. L’interpretazione propone che la società debba rilevare una passività o un’attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l’Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni. L’interpretazione richiede, inoltre, che un’entità debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull’accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell’incertezza, o entrambi. L’interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.*

- > “*Annual improvements to IFRSs 2015 – 2017 cycle*”, emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti ai principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. È consentita un’applicazione anticipata. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*”; le modifiche chiariscono che un joint operator che acquisisce il controllo di un’attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve rimisurare l’interessenza precedentemente detenuta nell’attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione.
 - “IFRS 11 – *Joint Arrangements*”; 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 esercitare un controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l’interessenza precedentemente detenuta.
 - “IAS 12 – *Imposte sul reddito*”; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall’IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili.
 - “IAS 23 – *Oneri finanziari*”; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per la destinazione o vendita, deve essere inclusa nell’ammontare dei finanziamenti generici della società.

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

4. Modifiche dei principi contabili e delle informative

Adozione ifrs 9

A partire dal 1 gennaio 2018, l'IFRS 9 – *Strumenti Finanziari* ha sostituito lo IAS 39 *Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione*, raggruppando nei seguenti *stream* gli aspetti della contabilizzazione degli strumenti finanziari:

- > classificazione e misurazione;
- > impairment;
- > hedge accounting.

La società applica l'IFRS 9 retrospettivamente, a partire dal 1 ° gennaio 2018 quale data di prima applicazione, ad eccezione dell'*hedge accounting*.

Gli effetti cumulati della prima applicazione dell'IFRS 9, relativi agli *stream* "Classificazione e misurazione" e "Impairment", sono rilevati alla data di prima applicazione come *rettifica* al saldo di apertura delle altre riserve nell'ambito del patrimonio netto. Di conseguenza, le informazioni comparative (per l'anno 2017) non sono oggetto di restatement.

Classificazione e misurazione

La tabella seguente riassume gli impatti della transizione all'IFRS 9, al netto dell'imposta, sui saldi di apertura al 1 ° gennaio 2018:

	Milioni di euro
Riserva di variazioni principi contabili al 31 Dicembre 2017	-
Impatto dell'adozione dell'IFRS 9	13
Tasse	(3)
Riserva di variazioni principi contabili al 1° gennaio 2018	10

Impairment

A partire dal 1 ° gennaio 2018 la società applica il nuovo modello di impairment basato sulle perdite attese (Expected Credit Losses, ECL) ai crediti commerciali, alle attività derivanti da contratto con i clienti (contract assets), ai crediti finanziari e ad altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.

La tabella che segue riporta la riconciliazione tra i saldi di apertura e chiusura del fondo determinati rispettivamente in base allo IAS 39 ed all'IFRS 9.

Milioni di euro	Fondo Svalutazione IAS 39	Rimisurazione	Fondo perdite attese (ECL)
	al 31 dicembre 2017		IFRS 9 al1 Gennaio 2018
Crediti commerciali	-	12	12
Altre attività correnti	-	1	1
Totale	-	13	13

Per maggiori dettagli sull'applicazione del nuovo modello di *impairment* si rinvia alla nota "Strumenti finanziari".

Hedge Accounting

L'IFRS 9 introduce un nuovo modello di *hedge accounting*, con l'obiettivo di allineare la contabilizzazione con la gestione dei rischi e le relative strategie nonché di applicare un approccio maggiormente qualitativo e *forward-looking* nella valutazione dell'efficacia della relazione di copertura.

La società ha applicato il nuovo modello di hedge accounting prospetticamente, ad eccezione dei currency basis spread separati ed esclusi dalla relazione di copertura (c.d. "*costi di hedging*"). A tal riguardo, la separazione dei currency basis è stata effettuata retrospettivamente e le relative variazioni del fair value sono state accumulate in una riserva distinta del patrimonio netto.

In pratica, la riserva di OCI che accoglieva le variazioni di fair value degli strumenti di copertura (fair value "full") è stata ripartita in due riserve OCI che accolgono rispettivamente il fair value "basis free" e il "basis spread element" (i.e. riserva dei costi di hedging).

Alla data di prima applicazione, tutte le relazioni di copertura della società esistenti sono state considerate eleggibili come relazioni di copertura continuative.

In base allo IAS 39, tutti gli utili e le perdite derivanti da relazioni di copertura di flussi di cassa della società potevano essere successivamente riclassificati a conto economico quando il rischio coperto impattava il conto economico.

Tuttavia, in base all'IFRS 9, gli utili e le perdite derivanti da operazioni di copertura di flussi di cassa di transazioni future che determinano la rilevazione di un'attività o di una passività non finanziaria rettificano il valore contabile iniziale dell'attività o passività non finanziaria (i.e. *basis adjustment*), rappresentati principalmente da attività denominate in valuta estera detenute dalla società.

Il basis adjustment si applica soltanto prospetticamente a partire dalla data di prima applicazione dell'IFRS 9 e non ha alcun impatto sulla presentazione delle informazioni comparative.

5. Operazioni straordinarie

Enel Green Power S.p.A. in data 20 marzo 2018 ha sottoscritto l'atto di fusione per incorporazione della società 3SUN S.r.l., uno dei più grandi impianti di produzione di pannelli fotovoltaici d'Europa con sede a Catania, controllata interamente da Enel Green Power come già commentato nei "Fatti di rilievo dell'anno corrente".

L'operazione ha consentito di raggiungere una maggiore efficienza operativa e una semplificazione dei processi amministrativi, con conseguente riduzione dei costi di gestione.

Tenuto conto che Enel Green Power possedeva l'intero capitale sociale della 3SUN S.r.l., la fusione per incorporazione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in via semplificata, così come previsto dall'art. 2505 del codice civile e dall'art. 19 dello Statuto sociale.

Conseguentemente, Enel Green Power non ha proceduto ad alcun aumento del proprio capitale sociale né ha assegnato – ai sensi dell'art. 2504-ter del codice civile – azioni in sostituzione delle partecipazioni detenute nella società oggetto di incorporazione, in quanto le quote possedute sono state annullate senza concambio in esito alla fusione.

Gli effetti reali della fusione decorrono dal 1° aprile 2018, mentre gli effetti contabili e fiscali sono imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2018.

Si espone di seguito la situazione Patrimoniale di Fusione di 3SUN S.r.l.,

ATTIVITÀ	Bilancio di fusione
Attività non correnti	
Attività materiali	86
Attività immateriali	6
Attività per imposte anticipate	53
	145
Attività correnti	
Rimanenze	6
Crediti commerciali	2
Crediti finanziari	234
Crediti per imposte sul reddito	18
Altre attività correnti	71
	331
TOTALE ATTIVO	476

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	Bilancio di fusione
Capitale sociale	35
Riserva straordinaria	455
Utili e perdite accumulate	-19
Utile dell'esercizio	-17
TOTALE PATRIMONIO NETTO	454
Passività non correnti	
Fondi rischi e oneri	2
	2
Passività correnti	
Debiti commerciali	9
Altre passività correnti	11
	20
TOTALE PASSIVITÀ	22
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	476

Attività

Le attività non correnti pari a 145 milioni di euro si riferiscono per 88 milioni di euro alle immobilizzazioni materiali, per 8 milioni di euro alle immobilizzazioni immateriali e per 53 milioni di euro al recupero delle imposte anticipate attive IRES stanziata nel 2015, anno in cui la Società 3SUN è stata interamente acquisita da Enel Green Power, e relative ai disallineamenti dei valori civilistici e fiscali sui cespiti. A seguito, quindi, del suo ingresso nel Gruppo Enel la società è entrata a far parte del Consolidato Fiscale con Enel S.p.A. e in virtù di tale accordo di consolidato è sorta la possibilità di recuperare le imposte anticipate.

Le attività correnti pari a 331 milioni di euro, si riferiscono principalmente per 234 milioni di euro al credito verso la controllante EGP relativo al saldo del conto corrente Intercompany a seguito dell'accordo sulla gestione accentrata della tesoreria.

Patrimonio netto e Passività

Il Patrimonio netto pari a 454 milioni di euro accoglie per 35 milioni di euro il capitale sociale interamente versato e detenuto al 100% dalla Società controllante Enel Green Power S.p.A., per 455 milioni di euro la riserva straordinaria relativa alla ricapitalizzazione avvenuta nel 2015 da parte dei soci (Enel Green Power, Sharp Corporation e STMicroelectronics N.V.) in seguito alla rinuncia dei crediti derivanti dai contratti di finanziamento e per 36 milioni di euro le perdite accumulate e quelle relative all'anno 2017.

Le passività non correnti, pari a 2 milioni di euro, si riferiscono al fondo oneri per garanzia pannelli accantonato per fronteggiare gli eventuali costi futuri derivanti da possibili reclami per difettosità dei pannelli fotovoltaici.

La voce passività correnti, pari a 20 milioni di euro, è composta principalmente per 6 milioni di euro dal prepayment dei contributi PECSYS e AMPERE e per 2 milioni di euro dal credito d'imposta per le attività di ricerca e sviluppo 2016 e 2017.

La voce accoglie, inoltre, per 7 milioni di euro i debiti commerciali verso i fornitori per la fornitura di materie prime da impiegare nel processo produttivo e per la fornitura e installazione della nuova linea di assemblaggio moduli e per 2 milioni di euro debiti verso la controllante relativi al riaddebito di costi per servizi forniti alla società.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi e proventi

6. Ricavi – Euro 1.297 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Energia	1.025	929	96
Verso Terzi	1.000	861	139
Verso società del Gruppo	25	68	(43)
Ricavi per lavori su ordinazione	33	13	20
Verso società del Gruppo	33	13	20
Ricavi per technical fee	41	57	(16)
Verso società del Gruppo:	41	57	(16)
Altre vendite e prestazioni di servizi	197	99	98
Verso Terzi	1	-	1
Verso società del Gruppo:	196	99	97
Totale	1.297	1.098	199

I ricavi per “Energia”, pari a 1.025 milioni di euro (929 milioni di euro nel 2017) riflettono i quantitativi di energia venduti nell’esercizio, pari a 12.592 GWh (11.318 GWh nel 2017), e si riferiscono principalmente:

- > per 754 milioni di euro a 12.063 GWh di energia venduti in Borsa (588 milioni di euro a 10.179 GWh nel 2017);
- > per 242 milioni di euro i ricavi per contributi Conto energia (267 milioni di euro nel 2017);
- > per 25 milioni di euro a 526 GWh di energia venduta a Enel Trade Spa tramite contratti bilaterali (68 milioni di euro e 1.139 GWh nel 2017).

L’incremento dei ricavi è dovuto principalmente ad un aumento dei prezzi di borsa di quest’anno rispetto all’anno precedente.

I “Ricavi per lavori su ordinazione” pari a 33 milioni di euro si riferiscono ai ricavi per lavori su commessa effettuati per conto di Enel Produzione sugli impianti idroelettrici a seguito della cessione del ramo Hydro (13 milioni di euro nel 2017).

La voce “Ricavi per technical fee ” pari a 41 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2017) si riferisce ai ricavi per management fee e altri servizi di coordinamento effettuati per le società controllate nel Centro e Sud America per 22 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2017), nel Nord America per 11 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2017), in Europa per 4 milioni di euro (7 milioni di euro nel 2017) e in Italia per 1 milione di euro (2 milioni di euro nel 2017).

La voce “Altre vendite e prestazioni di servizi”, pari a 197 milioni di euro (99 milioni di euro nel 2017), si riferisce:

- per 57 milioni di euro alle attività connesse alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti a favore di società controllante (36 milioni di euro nel 2017).
- per 139 milioni di euro alle attività di manutenzione effettuata dalla società sugli impianti idroelettrici del ramo Hydro di proprietà di Enel Produzione (32 milioni di euro nel 2017).

I ricavi sono così suddivisi per area geografica:

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Italia	1.207	985	222
Europa e Nord Africa	11	10	1
Nord America	32	44	(12)
Centro e Sud America	40	55	(15)
Sudafrica	4	3	1
Asia e Australia	3	1	2
Totale	1.297	1.098	199

7. Altri ricavi – Euro 141 milioni

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Proventi per attingimento acqua dalle centrali	6	12	(6)
Rimborsi da terzi	6	7	(1)
Proventi per cessione energia termica	4	4	-
Altri contributi	3	-	3
Garanzie di Origine	8	-	8
Plusvalenze da alienazione partecipazioni	88	-	88
Recupero spese per personale distaccato	8	7	1
Verso società del Gruppo:	8	7	1
Altre vendite e prestazioni	18	13	5
Verso Terzi	14	9	5
Verso società del Gruppo:	4	4	-
Totale	141	43	98

La voce “Altri ricavi e proventi” accoglie principalmente:

- > per 88 milioni di euro la plusvalenza realizzata sulla chiusura del progetto Kino per 74 milioni di euro e la plusvalenza sulla vendita della partecipazione EGP Uruguay per 14 milioni di euro;
- > per 8 milioni di euro il ricavo derivante dal riaddebito dei costi del personale distaccato (7 milioni di euro al 31 dicembre 2017) principalmente verso le controllate del Centro e Sud America (4 milioni di euro nel 2018 e 3 milioni di euro nel 2017), verso le società dell’Africa e dell’Asia (2 milioni di euro nel 2018 e nel 2017); verso le società del Nord America (2 milioni di euro nel 2018 e 1 milione di euro nel 2017);
- > per 8 milioni di euro le Garanzie di Origine (non presenti nel 2017), i certificati ambientali che consentono di certificare che una data quantità di energia è stata prodotta da una fonte rinnovabile;

- > per 6 milioni di euro i corrispettivi ricevuti principalmente da terzi (enti, consorzi e acquedotti) per l'attingimento dell'acqua dalle centrali idroelettriche e dai bacini di proprietà di Enel Green Power Spa (12 milioni di euro nel 2017);
- > per 6 milioni di euro i rimborsi assicurativi (7 milione di euro nel 2017);
- > per 4 milioni di euro i proventi per cessione energia termica rilevati a fronte di contratti per teleriscaldamento con privati, aziende ed enti pubblici (invariati nel 2017).

Costi

8. Acquisto di energia - Euro 48 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Energia elettrica	42	43	(1)
Verso Terzi	37	40	(3)
Verso società del Gruppo	5	3	2
Lubrificanti e reagenti	4	-	4
Verso Terzi	4	-	4
Combustibili	2	2	-
Verso Terzi	2	2	-
Verso società del Gruppo	-	-	-
Totale	48	45	3
<i>Costi per materie prime capitalizzate</i>	2	3	(1)

La voce, pari a 48 milioni di euro (45 milioni di euro nel 2017), accoglie:

- > per 28 milioni di euro l'energia acquistata dal GME Spa (35 milioni di euro nel 2017);
- > per 9 milioni di euro l'approvvigionamento da Terna Spa delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento (4 milioni di euro nel 2017);
- > per 5 milioni di euro l'acquisto di energia da altre società del Gruppo (3 milioni di euro nel 2017);
- > per 4 milioni di euro per l'acquisto di lubrificanti e reagenti (non presenti nel 2017);
- > per 2 milioni di euro i combustibili acquistati da società del Gruppo (invariati nel 2017).

9. Servizi e altri materiali – Euro 417 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Servizi	244	205	39
Verso Terzi	134	125	9
Verso società del Gruppo	110	80	30
Godimento beni di terzi	68	60	8
Verso Terzi	63	57	6
Verso società del Gruppo	5	3	2
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	18	16	2
Altri materiali	87	54	33
Verso Terzi	87	27	60
Verso società del Gruppo	-	27	(27)
Totale	417	335	82
<i>di cui costi per materie prime capitalizzate</i>	2	3	(1)

I costi per Servizi si riferiscono per 134 milioni di euro a costi verso terzi (125 milioni di euro nel 2017) e per 110 milioni di euro a costi verso società del Gruppo Enel (80 milioni di euro nel 2017).

I costi per servizi verso terzi si riferiscono principalmente:

- > per 55 milioni di euro ai lavori di manutenzione e riparazione degli impianti (39 milioni di euro nel 2017), che comprendono anche i costi di realizzazione di impianti per le società controllate;
- > per 27 milioni di euro ai corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche, consulenze strategiche, revisione contabile e altri costi (35 milioni di euro nel 2017);
- > per 23 milioni di euro ai costi per servizi connessi al personale (22 milioni di euro nel 2017);
- > per 13 milioni di euro ai premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (invariati nel 2017);
- > per 5 milioni di euro a costi per servizi relativi ad operazioni di trasporto, immagazzinaggio e deposito (6 milioni di euro nel 2017).

I costi per Servizi verso società del Gruppo si riferiscono principalmente:

- > per 68 milioni di euro ai servizi prestati dalla società Enel Italia Srl relativi principalmente al “*global service*”, ai servizi informatici, al *service* amministrativo, ai servizi di edificio e all’amministrazione del personale (48 milioni di euro nel 2017);
- > per 11 milioni di euro ai servizi di *energy management* effettuati da Enel Trade Spa (non presenti nel 2017);
- > per 9 milioni di euro ai costi per *management fee* e altri servizi di supporto prestati dalla controllante Enel Spa (8 milioni di euro nel 2017);
- > per 7 milioni di euro al *service agreement* Enel Green Power España (11 milioni di euro nel 2017);
- > per 4 milioni di euro ai servizi di *energy management* effettuati da Enel Produzione Spa (7 milioni di euro nel 2017).

I costi per “Godimento beni di terzi” si riferiscono principalmente ai canoni di locazione e ai canoni di derivazione acque, ai canoni demaniali e ai sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (63 milioni di euro nel 2018 e 57 milioni di euro nel 2017).

La voce “Altri materiali verso terzi” si riferisce principalmente:

- per 49 milioni di euro all’acquisto di materiali non destinati a magazzino (30 milioni di euro al 31 dicembre 2017) costituiti principalmente da reagenti per il funzionamento di alcuni impianti di produzione e altri materiali non destinati a magazzino;
- per 22 milioni di euro all’acquisto di materiali destinati a magazzino (7 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

La voce “Altri materiali verso società del Gruppo” non presente nel 2018 (27 milioni di euro nel 2017) conteneva i costi di acquisto dei pannelli fotovoltaici dalla società 3Sun, ora fusa in Enel Green Power.

10. Costo del personale – Euro 276 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Salari e stipendi	194	146	48
Oneri sociali	59	43	16
Benefici successivi al rapporto di lavoro	13	10	3
Altri benefici a lungo termine	2	4	(2)
Altri Costi	8	(1)	9
Totale	276	202	74
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(30)</i>	<i>(24)</i>	<i>(6)</i>

Il costo del personale ammonta complessivamente a 276 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 74 milioni di euro, dovuto sostanzialmente alle risorse (300 unità) afferenti alla società 3Sun Srl che è stata fusa in Enel Green Power.

La voce “*Salari e stipendi*”, pari a 194 milioni di euro (146 milioni di euro nel 2017) si incrementa di 48 milioni di euro in linea con la maggiore consistenza finale.

La voce “*Oneri sociali*”, pari a 59 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2017), si riferisce:

- ai contributi corrisposti all’INPS e ad altri istituti minori per 54 milioni di euro (39 milioni di euro nel 2017);
- a piani a contributi definiti a carico dell’azienda per 5 milioni di euro (4 milioni di euro nel 2017).

In particolare, gli oneri sociali sono così composti:

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Oneri sociali su benefici a breve termine	54	39	15
INAIL	2	1	1
INPS	52	38	14
Oneri sociali su programmi a contributi definiti	5	4	1
Fopen	4	3	1
Fondenel	1	1	-
Totale	59	43	16

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 2018.

	Consistenza			
	Media	Finale	Media	Finale
	2018		2017	
Manager	102	104	87	97
Middle manager	630	675	518	668
White-collar	1.708	1.583	1.164	1.514
Blue-collar	1.329	1.447	844	1.367
Totale	3.769	3.809	2.613	3.646

11. Ammortamenti e Perdite di valore – Euro 327 milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Ammortamenti attività materiali	258	274	(16)
Ammortamenti attività immateriali	26	20	6
Perdite di valore di beni materiali	69	-	69
Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni	49	55	(6)
Perdite e ripristini di valore di crediti commerciali	1	-	1
Ripristino di valore	(76)	-	(76)
Totale	327	349	(22)

Gli “Ammortamenti delle attività materiali” si riferiscono agli impianti di produzione per 223 milioni di euro (243 milioni di euro nel 2017), ai fabbricati per 26 milioni di euro (24 milioni di euro nel 2017) e ad altre attività materiali per 9 milioni di euro (7 milioni di euro nel 2017).

Le “Perdite di valore di beni materiali” sono pari a 69 milioni di euro e sono costituiti dalle svalutazioni su impianti solari (54 milioni di euro) e su impianti di biomassa (15 milioni di euro).

La società ha avviato un'analisi sugli impianti a biomassa, nell'ambito della quale è emerso che i 4 impianti in costruzione di Montieri, Pomarance, Monterotondo e Monteverdi per complessivi 5 MW e quello in esercizio di San Nicola da Crissa per 1 MW, evidenziano delle criticità tali da non rendere economicamente giustificabile il loro completamento. Alla fine dell'esercizio 2018, è emersa la necessità di rilevare la perdita di valore sopra menzionata non ritenendo gli amministratori di poter recuperare il valore dell'investimento.

La voce "Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni", pari a 49 milioni di euro (55 milioni di euro nel 2017) accoglie le svalutazioni effettuate sulle seguenti partecipazioni:

- Powercrop Srl per 24 milioni di euro;
- Ph Chucas Sa per 16 milioni di euro;
- Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi per 3 milioni di euro;
- Bioenergy Casei Gerola Srl per 3 milioni di euro;
- Enel Green Power Finale Emilia Srl per 2 milioni di euro a seguito della cessione della partecipazione;
- Enel Green Power Kenya Limited per 2 milioni di euro.

La voce "Ripristino di valore" è pari a 76 milioni di euro ed è costituita dal valore di ripristino della partecipazione in EGP Hellas.

12. Altri costi operativi – Euro 51 milioni

La voce risulta così composta:

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	2	19	(17)
Contributi e quote associative	29	29	-
Imposte e tasse	12	11	1
Minusvalenze	3	2	1
Altri costi operativi	5	5	-
Totale	51	66	(15)

La voce "Accantonamenti netti a fondi per rischi ed oneri", pari a 2 milioni di euro (19 milioni di euro nel 2017), è costituita principalmente dall'accantonamento al fondo IMU per 3 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2017) e dal rilascio del fondo contezioso legale per 2 milioni di euro. La voce nel 2017 conteneva l'accantonamento al Fondo oneri da partecipazioni per 11 milioni di euro.

I "Contributi e le quote associative" si riferiscono principalmente agli importi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti; in particolare, accolgono i contributi riconosciuti alla Regione Toscana nell'ambito dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa stipulato tra Enel e la Regione Toscana che prevede un contributo a carico di Enel Green Power Spa calcolato in funzione della produzione complessiva dell'anno precedente.

Le "Imposte e tasse" si riferiscono principalmente all'IMU per 9 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2017) la variazione rispetto all'esercizio precedente è dovuta alla revisione delle rendite catastali conseguita all'entrata in vigore della legge Stabilità 2016 (Legge 28.12.2015, n.208).

13. Variazioni delle rimanenze dei prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e prodotti finiti – Euro 6 milioni

La voce "Variazioni delle rimanenze dei prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e prodotti finiti" è positiva e pari a 6 milioni di euro (non presente nel 2017).

14. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 32 milioni

Le capitalizzazioni si riferiscono a prelievi di materiali a magazzino ed a costo del lavoro relativo al personale impegnato nella realizzazione di interventi sugli impianti. Si presenta di seguito una sintesi dettagliata:

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Personale	30	24	6
Materiali	2	3	(1)
Ammortamenti	-	-	-
Totale	32	27	5

La variazione della voce è determinata da maggiori costi relativi al personale dipendente, in aumento di 6 milioni di euro rispetto al 2017, a seguito della fusione di 3Sun in Enel Green Power e per maggiori capitalizzazioni del personale relativa al personale di O&M e Ingegneria e Costruzione.

15. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro (167) milioni

Milioni di euro			
	2018	2017	2018-2017
Proventi			
Proventi da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	8	-	8
Totale proventi	8	-	8
Oneri			
Oneri da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	(175)	(118)	(57)
Totale oneri	(175)	(118)	(57)
Totale Proventi/(Oneri) da contratti su commodity valutati al fair value	(167)	(118)	(49)

I Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value si riferiscono interamente a oneri su contratti derivati di CFH in essere con parti correlate chiusi al 31 dicembre 2018.

16. Proventi da partecipazioni – Euro 60 milioni

I “Proventi da partecipazioni”, pari a 60 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2017), si riferiscono alla rilevazione dei dividendi delle seguenti società controllate:

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Proventi da partecipazioni			
Generadora De Occidente Ltda	4	9	(5)
Generadora Montecristo Sa	4	8	(4)
Renovables De Guatemala Sa	4	-	4
Transmisora De Energia Renovable Sa	-	1	(1)
Enel Green Power Calabria Srl	3	2	1
Marte S.R.L.	4	-	4
Energia Eolica Srl	1	1	-
Maicor Wind Srl	7	1	6
Enel Green Power Sannio	7	-	7
Enel Green Power Panama Sa	26	21	5
Totale Proventi da partecipazione	60	43	17

17. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (43) milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Proventi finanziari da derivati			
Proventi da derivati di trading	62	43	19
Totale proventi finanziari da derivati	62	43	19
Oneri finanziari da derivati			
Oneri da derivati di cash flow hedge	(20)	(17)	(3)
Oneri da derivati di trading	(85)	(28)	(57)
Totale oneri finanziari da derivati	(105)	(45)	(60)
Totale Proventi/(Oneri) finanziari da contratti derivati	(43)	(2)	(41)

Gli Oneri netti da contratti derivati pari a 43 milioni di euro (2 milioni di euro nel 2017), si incrementano di 41 milioni di euro principalmente per la rilevazione di maggiori oneri da derivati di trading parzialmente compensati da maggiori proventi da derivati di trading.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota “*Derivati e hedge accounting*”.

18. Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti – Euro (44) milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Interessi attivi ed altri proventi finanziari su crediti finanziari a medio e lungo termine	7	9	(2)
Interessi attivi ed altri proventi finanziari su crediti finanziari a breve termine	-	-	-
Differenze positive di cambio	9	1	8
Proventi finanziari su garanzie	4	88	(84)
Altri interessi attivi e proventi finanziari	2	3	(1)
Totale Proventi finanziari	22	101	(79)
Differenze negative di cambio	(9)	(3)	(6)
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie:	(57)	(72)	15
- finanziamenti a lungo termine	(44)	(39)	(5)
- finanziamenti a breve termine	(4)	(19)	15
- oneri finanziari su garanzie	(7)	(25)	18
- Impairment e ripristini di valore di attività finanziarie	(2)	-	-
- oneri finanziari capitalizzati	3	14	(11)
- altri oneri finanziari	(3)	(3)	-
Totale oneri finanziari	(66)	(75)	9
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(44)	26	(70)

Gli “Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti si riducono di 70 milioni di euro (oneri finanziari netti per 44 milioni di euro nel 2018 e proventi finanziari netti per 26 milioni di euro nel 2017) principalmente:

- per il venire meno dei proventi finanziari sulle garanzie prestate alle società controllate estere, tale attività di competenza di Enel Geen Power nel 2017 è stata trasferita a Enel Spa dal 1° gennaio 2018;
- per la riduzione degli oneri sui finanziamenti a breve correlato alla diminuzione della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario verso Enel Spa e le società controllate;
- per il decremento degli oneri finanziari capitalizzati.

Con riferimento agli “Oneri finanziari capitalizzati”, pari a 3 milioni di euro (14 milioni di euro nel 2017), si evidenzia che il tasso utilizzato per determinarne l’ammontare, tenuto conto dei finanziamenti generici e specifici, è mediamente pari a 1,65%.

19. Imposte – Euro (74) milioni

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Imposte correnti	9	59	(50)
Rettifiche relative ad esercizi precedenti	(8)	(9)	1
Imposte differite/(anticipate)	(75)	12	(87)
Totale	(74)	62	(136)

Le “Imposte totali”, positive e pari a 74 milioni di euro (negative per 62 milioni di euro nel 2017), comprendono principalmente la fiscalità ordinaria pari a 9 milioni di euro (59 milioni di euro nel 2017) determinata applicando le aliquote in vigore per l’anno di imposta 2018 (24,00% per l’Ires e 4,63% per l’Irap).

Tale variazione positiva sulle imposte di esercizio è da ricondursi principalmente:

i) alle minori imposte correnti per 49 milioni di euro (1 milione di euro 2018 rispetto ai 50 milioni di euro 2017) dovute al minor imponibile fiscale e all'utilizzo parziale delle perdite fiscali pregresse di 3Sun e ii) all'adeguamento delle imposte anticipate sugli asset fiscali di 3SUN per 79 milioni di euro.

Le "Imposte differite/(anticipate)" si riferiscono principalmente agli asset provenienti dalla fusione di 3SUN, alla movimentazione dei fondi rischi e spese future, ai fondi per benefici futuri al personale dipendente, alla svalutazione di asset materiali e alla deducibilità di maggiori ammortamenti fiscali su beni materiali rispetto al loro valore di bilancio.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

Milioni di euro

	2018		2017	
Utile ante imposte	163		120	
Imposte teoriche	39	24,0%	29	24,0%
IRAP	8	4,9%	9	7,5%
Differenze permanenti e partite minori	(46)	(28,2%)	24	20,0%
Differenze temporanee	(75)	(46,0%)	-	
Imposte effettive	(74)		62	

Le differenze permanenti e partite minori accolgono principalmente l'effetto derivante dall'applicazione dei limiti di deducibilità di alcuni costi stabiliti dalle norme del TUIR.

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

20. Immobili, impianti e macchinari – Euro 4.511 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2018 sono di seguito rappresentati:

Milioni di euro	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	1.291	8.220	37	117	463	10.128
Fondo ammortamento	(465)	(5.015)	(29)	(78)	-	(5.587)
Consistenza al 31 dicembre 2017	826	3.205	8	39	463	4.541
Investimenti	2	8	3	17	179	209
Capitalizzazione per fondo smantellamento		8				8
Oneri finanziari capitalizzati					3	3
Ammortamenti	(26)	(223)	(2)	(7)	-	(258)
Dismissioni	-	(1)	-	(2)	(5)	(8)
Impairment	(16)	(38)	-	-	(15)	(69)
Fusione	62	2	-	-	21	85
Passaggi in esercizio	46	235	1	2	(284)	-
Ricalssifiche (arrotondamenti)	(4)		-	2	2	-
Totale variazioni	64	(9)	2	12	(99)	(30)
Costo storico	1.381	8.434	41	136	364	10.356
Fondo ammortamento	(491)	(5.238)	(31)	(85)	-	(5.845)
Consistenza al 31 dicembre 2018	890	3.196	10	51	364	4.511

La variazione della voce è pari a 30 milioni di euro (4.511 milioni di euro al 31 dicembre 2018 e 4.541 milioni di euro a 31 dicembre 2017). La voce si è movimentata sostanzialmente per l'incremento degli investimenti (209 milioni di euro) e per l'effetto della fusione di Enel Green Power Spa con la società 3Sun Srl (85 milioni di euro); questo incremento è stato compensato dagli ammortamenti (258 milioni di euro) e dall'impairment eseguito su impianti solari e su impianti di biomassa (69 milioni di euro).

La fusione con 3Sun Srl ha portato un incremento della voce "Terreni e Fabbricati" per 62 milioni di euro, della voce "Impianti e Macchinari" per 2 milioni di euro e della voce "Immobilizzazioni in corso e acconti" per 21 milioni di euro.

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2018 e del 2017, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati (3 milioni di euro). Tali investimenti, complessivamente pari a 212 milioni di euro nel 2018, sono in incremento rispetto al 2017 di 22 milioni di euro.

Milioni di euro

	2018	2017	2018-2017
Impianti di produzione:			
- geotermici	91	109	(18)
- idroelettrici	47	55	(8)
- eolici	5	5	-
- biomasse	2	5	(3)
- solari	54	1	53
Altri investimenti operativi	13	15	(2)
Totale	212	190	22

21. Attività immateriali – Euro 53 milioni

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Software tutelati e non tutelati	Concessioni e altre attività	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	-	105	-	14	119
Fondo ammortamento	-	(66)	-	-	(66)
Consistenza al 31 dicembre 2017	-	39	-	14	53
Investimenti	-	16	-	4	20
Passaggi in esercizio	1	1	-	(2)	-
Fusioni	-	-	2	4	6
Ammortamenti	-	(26)	-	-	(26)
Totale variazioni	1	(9)	2	6	-
Costo storico	1	122	2	20	145
Fondo ammortamento	-	(92)	-	-	(92)
Consistenza al 31 dicembre 2018	1	30	2	20	53

La voce pari a 53 milioni di euro (sostanzialmente invariati rispetto al 31 dicembre 2017) si movimenta per l'incremento degli investimenti per i Software tutelati e per le Immobilizzazioni in corso e acconti (20 milioni di euro) e per l'effetto della fusione con la società 3Sun Srl (6 milioni di euro) completamente compensato dagli ammortamenti dell'esercizio (26 milioni di euro).

La fusione con 3Sun Srl ha portato un incremento della voce "Immobilizzazioni in corso e acconti" per 4 milioni di euro relativi alla capitalizzazione dei costi per le nuove linee di produzione di moduli bifacciali per il progetto HJT 3Sun 2.0 e della voce "Concessioni e altre attività" relativi alle royalties sul know-how e sui brevetti di proprietà del Centro di Ricerca francese "CEA-INES" relativi alle tecnologie e ai processi per la realizzazione di celle fotovoltaiche ad etero-giunzione di silicio oltre a licenze d'uso software e deposito di marchi.

I "Software tutelati" sono costituiti in prevalenza da software per supportare esigenze gestionali e software necessari per adeguamenti a standard aziendali.

Le "Immobilizzazioni in corso e acconti" si riferiscono a costi capitalizzati per la realizzazione di sistemi informativi finalizzati a supportare esigenze gestionali.

22. Avviamento – Euro 7 milioni

La voce accoglie l'avviamento di 7 milioni di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) e si riferisce sostanzialmente all'avviamento rilevato a fronte a fusione per incorporazione della società Enel Green Power Portoscuso Srl per 6 milioni di euro effettuata nel 2013 e l'avviamento rilevato a seguito della fusione della società Enel Green Power Cai Agroenergy Srl rilevato nel 2016 (0,2 milioni di euro) ed Enel Green Power Canaro Srl effettuata nel 2014 (0,4 milioni di euro).

23. Attività/(Passività) per imposte anticipate/(differite) – Euro 297 milioni ed Euro 8 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.

Milioni di euro	Incrementi/ (Decrementi) con imputazione a conto economico		Incrementi/ (Decrementi) con imputazione equity	
	al 1 gennaio 2018			al 31 dicembre 2018
Attività per imposte anticipate:				
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	32	6	3	41
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	71	(11)		60
Impairment su beni materiali		71		71
TFR e altri benefici ai dipendenti	11	(5)		6
Strumenti finanziari derivati	39	14		53
Totale Attività per imposte anticipate	153	141	3	297
Passività per imposte differite				
Differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6	1		7
Strumenti finanziari derivati	2		(1)	1
Totale Passività per imposte differite*	8	1	(1)	8

*La variazione rispetto ai valori del prospetto di Stato Patrimoniale è imputabile agli arrotondamenti in milioni di euro

Milioni di euro	Incrementi/ (Decrementi) con imputazione a conto economico		Incrementi/ (Decrementi) con imputazione equity	
	al 1 gennaio 2017		al 31 dicembre 2017	
Attività per imposte anticipate:				
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	36	(4)	-	32
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	85	(14)	-	71
TFR e altri benefici ai dipendenti	8	3	-	11
Strumenti finanziari derivati	30	-	9	39
Totale Attività per imposte anticipate	159	(15)	9	153
Passività per imposte differite				
Differenze relative ad attività materiali e immateriali	7	(1)	-	6
Strumenti finanziari derivati	1	-	1	2
Totale Passività per imposte differite	8	(1)	1	8

Le "Attività per imposte anticipate" e "Passività per imposte differite" sono determinate sulla base delle aliquote fiscali vigenti alla data di riferimento ed ammontano rispettivamente a 297 milioni di euro (153 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e a 8 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

L'incremento delle attività per imposte anticipate pari a 144 milioni di euro è dovuto:

- per 63 milioni di euro allo stanziamento delle imposte anticipate sugli *asset* fiscali della società 3SUN relativi a svalutazioni sugli *asset* materiali;
- per 65 milioni di euro (al netto della parte utilizzata di competenza dell'esercizio pari a 21 milioni di euro) allo stanziamento delle imposte anticipate sugli *asset* fiscali (per eccedenza A.C.E., per perdite fiscali e interessi passivi in deducibili) della società 3SUN a seguito dell'incorporazione della medesima in EGP S.p.A.;
- per 15 milioni di euro allo stanziamento delle imposte anticipate sulla svalutazione dell'impianto CIS di Nola.

Si evidenzia che la fiscalità differita è stata calcolata applicando la nuova aliquota IRES del 24% e l'aliquota media IRAP del 4,63%.

24. Partecipazioni – Euro 6.405 milioni

Milioni di euro

	Costo Rettifiche Originario di valore		Valore a bilancio al 31.12.2017	Quota di possesso	Acquisizioni/ % Costituzioni	Cessioni di partecipazione	Ricapitalizzazione/ Ripatrimonializzazioni	Rettifiche di valore/ Ripristini di valore	Altri movimenti	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2018	Quota di possesso
	Al 31 dicembre 2017				Movimenti del 2018					al 31 dicembre 2018			
Partecipazioni in società controllate													
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	2.110	-	2.110	100,0%	-	-	-	-	-	2.110	-	2.110	100,0%
Enel Green Power North America Inc	654	-	654	100,0%	-	-	1.005	-	-	1.659	-	1.659	100,0%
Enel Green Power Romania Srl	686	(154)	532	100,0%	-	-	-	-	-	686	(154)	532	100,0%
Enel Green Power Development Srl	348	-	348	100,0%	-	-	-	-	-	348	-	348	100,0%
Enel Green Power Panama SA	253	-	253	100,0%	-	-	-	-	-	253	-	253	100,0%
Enel Green Power Hellas SA	406	(301)	105	100,0%	-	-	64	76	-	470	(225)	245	100,0%
Renovables De Guatemala SA	179	-	179	100,0%	-	-	-	-	-	179	-	179	100,0%
Marte Srl	161	-	161	100,0%	-	-	-	-	-	161	-	161	100,0%
Enel Green Power Perú SA	109	-	109	100,0%	-	-	2	-	-	111	-	111	100,0%
Enel Green Power North America Development, Llc	95	-	95	100,0%	-	-	-	-	-	95	-	95	100,0%
Enel Green Power Costa Rica	93	-	93	100,0%	-	-	-	-	-	93	-	93	100,0%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	53	-	53	100,0%	-	-	20	-	-	73	-	73	100,0%
Enel Green Power Solar Energy Srl	78	(11)	67	100,0%	-	-	-	-	-	78	(11)	67	100,0%
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	232	-	232	100,0%	-	-	-	-	(196)	36	-	36	100,0%
Tenedora De Energia Renovable Sol Y Viento Sapi De Cv	-	-	-	0,0%	-	(125)	67	-	58	-	-	-	32,9%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 1 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(45)	31	-	14	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 2 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(13)	-	-	13	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 3 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(21)	12	-	10	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 4 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(13)	-	-	13	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 5 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(6)	-	-	6	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 6 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(11)	-	-	11	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 7 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(9)	1	-	8	-	-	-	0,0%
Proyectos De Energia Sol Y Viento 8 S.A De Cv	-	-	-	0,0%	-	(2)	-	-	2	-	-	-	0,0%
Enel Green Power Australia Trust	17	-	17	100,0%	-	-	30	-	-	47	-	47	100,0%
Parque Talinay Oriente SA*	44	-	44	34,6%	-	-	-	-	-	44	-	44	34,6%
Maicor Wind Srl	43	-	43	100,0%	-	-	-	-	-	43	-	43	100,0%
Enel Green Power Calabria Srl	42	-	42	100,0%	-	-	-	-	-	42	-	42	100,0%
Ph Chucas SA**	49	(4)	45	24,7%	-	-	-	(16)	-	49	(20)	29	24,7%
Transmisora De Energia Renovable SA	22	-	22	100,0%	-	-	-	-	-	22	-	22	100,0%
Enel Green Power Colombia SAs Esp	12	-	12	100,0%	-	-	7	-	-	19	-	19	100,0%
Enel Green Power Sannio Srl	19	-	19	100,0%	-	-	-	-	-	19	-	19	100,0%
Enel Green Power Bulgaria Ead	18	-	18	100,0%	-	-	-	-	-	18	-	18	100,0%
Energia Eolica Srl	13	-	13	100,0%	-	-	-	-	-	13	-	13	100,0%
Enel Green Power Africa srl	2	-	2	100,0%	-	-	11	-	-	13	-	13	100,0%
Enel Green Power Germany Gmbh	-	-	-	100,0%	-	-	12	-	-	12	-	12	100,0%
Enel Green Power Optima Way Ratai PT (USD)	10	-	10	90,0%	-	-	-	-	-	10	-	10	90,0%
Enel Green Power Morocco, SAR.L.A.U.	1	-	1	100,0%	-	-	7	-	-	8	-	8	100,0%

Milioni di euro

	Costo Rettifiche Originario di valore		Valore a bilancio al 31.12.2017	Quota di possesso %	Acquisizioni/ Costituzioni	Cessioni di partecipazione	Ricapitalizzazione/ Ripatrimonializzazioni	Rettifiche di valore/ Ripristini di valore	Altri movimenti	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2018	Quota di possesso %
			Al 31 dicembre 2017		Movimenti del 2018					al 31 dicembre 2018			
Partecipazioni in società controllate													
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	22	(12)	10	100,0%	-	-	1	(3)	-	23	(15)	8	100,0%
Enel Green Power Argentina SA	3	-	3	100,0%	-	-	4	-	-	7	-	7	100,0%
Enel Green Power Guatemala SA	7	-	7	100,0%	-	-	-	-	-	7	-	7	100,0%
Partecipazioni in altre imprese controllate***	683	(142)	541		2	(530)	62	(30)	(23)	70	(49)	21	
Partecipazioni in società collegate													
Tenedora De Energia Renovable Sol Y Viento Sapi De Cv	-	-	-	100,0%	-	-	-	-	61	61	-	61	32,9%
Totale partecipazioni****	6.464	(624)	5.840	30	2	(775)	1.336	27	(23)	6.879	(474)	6.405	

*La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power Spa per il 34,56% e da Enel Green Power Cile SA 60,92%

**La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power Spa per il 24,7% e da Enel de Costa Rica SA 40,3%

***La voce "partecipazioni in altre imprese controllate" accoglie le partecipazioni con valore inferiore e uguale a 4 milioni di euro

****Le differenze rispetto al prospetto sono da attribuirsi agli arrotondamenti in milioni di euro

La voce "Acquisizioni/Costituzioni" si riferiscono per 2 milioni di eur all'acquisto del 30% delle quote della società Enel Green Power Finale Emilia Srl

La voce "Cessioni di partecipazione" si riferisce principalmente:

- alla fusione per incorporazione della società 3Sun Srl per 465 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione in Enel Green Power Finale Emilia Srl nell'ambito del progetto di cessione degli impianti di biomassa per 49 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione in Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri per 11 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione in Enel Green Power Uruguay S.A alla società energetica Atlantica Yield per 5 milioni di euro.
- prima del perfezionamento dell'operazione relativa al progetto "Kino", EGP ha trasferito una quota del 60,8% del capitale di ciascuna delle otto SPV messicane detenute da Enel Green Power Messico a Tenedora De Energia Renovable Sol Y Viento Sapi De Cv, società di nuova costituzione controllata al 100% da EGP. Nel contempo, EGP ha costituito otto Mini HoldCos, da essa controllate al 100%, trasferendo a ciascuna il restante 39,2% del capitale di ognuna delle otto SPV messicane. Con il perfezionamento dell'operazione, EGP ha venduto a CDPQ il 67,1% del capitale di Tenedora De Energia Renovable Sol Y Viento Sapi De Cv, mantenendo una partecipazione del 32,9% in tale società (corrispondente a una quota del 20% nelle SPV messicane), e il 100% di ciascuna Mini HoldCo a CKD IM. Di conseguenza, gli acquirenti possiedono attualmente una partecipazione complessiva dell'80% in tutte le SPV - di cui il 39,2% in capo a CKD IM, tramite le Mini HoldCos, e il 40,8% in capo a CDPQ, tramite il 67,1% in Kino Holding - mentre EGP

possiede il restante 20% tramite la partecipazione del 32,9% in Tenedora De Energia Renewable Sol Y Viento Sapi De Cv.

La voce "Ripatrimonializzazione/ricapitalizzazioni" si riferisce principalmente agli *equity contribution*:

- verso Enel Green Power Nord America (1.005 milioni di euro) in quanto Enel Green Power North America in base al piano industriale 2018-2022, prevede di investire nell'Area Nord America circa 6,5 miliardi di euro nel periodo 2018-2022, per una capacità installata addizionale pari a circa 4,7 GW. A tale scopo si è proceduto ad un aumento di capitale della stessa EGPNA per un importo pari a un miliardo di euro da effettuarsi in dollari statunitensi mediante lo strumento dello Share Premium Contribution da parte della controllante Enel Green Power S.p.A. Al fine di dotare EGP SpA delle necessarie risorse finanziarie per poter procedere con il suddetto aumento di capitale, la stessa ha aperto una linea di credito *intercompany* a lungo termine a tasso fisso in euro con Enel Finance International NV ("EFI");
- verso le società messicane nell'ambito del progetto Kino per complessivi 110 milioni di euro;
- verso la società Enel Green Power Hellas per 64 milioni di euro al fine di ottimizzare la struttura finanziaria della società per la costruzione del parco eolico Kafireas, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2019 per un totale di 154 MW di capacità installata;
- verso la società Enel Green Power Partecipazioni Speciali per 20 milioni di euro necessario alla Società per far fronte agli impegni finanziari in programma nel 2019;
- verso le società australiane per 31 milioni di euro al fine di ottimizzare la struttura finanziaria delle società;
- verso la società Enel Green Power Germany GmbH per 11 milioni di euro necessario per la ricapitalizzazione della società;
- verso la società Enel Green Power Solar Ngonye Spa (prima Enel Green Power Africa Srl) per 11 milioni di euro necessario per la ricapitalizzazione della società.

La voce "Rettifiche di valore/ Ripristini di valore" si è incrementata per il valore di ripristino della partecipazione in EGP Hellas per un importo pari a 76 milioni di euro. La voce si è movimentata inoltre per le rettifiche di valore a seguito dell'impairment test effettuato che ha portato alla svalutazione delle seguenti società Powercrop Srl (24 milioni di euro), Ph Chucas Sa (16 milioni di euro), Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi (3 milioni di euro), Bioenergy Casei Gerola Srl (3 milioni di euro), Enel Green Power Finale Emilia Srl a seguito della cessione della partecipazione (2 milioni di euro) e Enel Green Power Kenya Limited (2 milioni di euro).

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2018 con evidenza delle principali informazioni:

Millioni di euro	Sede legale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile/(Perdita) 2018	Quota di pertinenza di Patrimonio Netto	Quota di possesso %	Valore a bilancio
Partecipazioni in società controllate							
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasile	1.613	1.614	(43)	1.614	100,0%	2.110
Enel Green Power North America Inc	USA	1.727	1.389	(159)	1.389	100,0%	1.659
Enel Green Power Romania Srl	Romania	628	627	36	627	100,0%	532
Enel Green Power Development Srl	Italia	0	343	(2)	343	100,0%	348
Enel Green Power Panama SA	Panama	80	126	29	126	100,0%	253
Enel Green Power Hellas SA	Grecia	8	184	13	184	100,0%	245
Renovables De Guatemala SA	Guatemala	206	301	8	301	100,0%	179
Marte Srl	Italia	6	219	58	219	100,0%	161
Enel Green Power Perù SA	Perù	105	82	(1)	82	100,0%	111
Enel Green Power North America Development, Llc	USA	113	85	(3)	85	100,0%	95
Enel Green Power Costa Rica	Costa Rica	107	121	3	121	100,0%	93
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Italia	0	56	(4)	56	100,0%	73
Enel Green Power Solar Energy Srl	Italia	0	64	(0)	64	100,0%	67
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	Messico	22	(69)	(81)	(69)	100,0%	36
Proyectos De Energía Sol Y Viento 1 S.A De Cv	Messico	43	43	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 2 S.A De Cv	Messico	15	15	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 3 S.A De Cv	Messico	29	29	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 4 S.A De Cv	Messico	6	6	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 5 S.A De Cv	Messico	0	0	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 6 S.A De Cv	Messico	0	0	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 7 S.A De Cv	Messico	1	1	-	-	0,0%	-
Proyectos De Energía Sol Y Viento 8 S.A De Cv	Messico	0	0	-	-	0,0%	-
Enel Green Power Australia Trust	Australia	46	44	(1)	44	100,0%	47
Parque Talinay Oriente SA*	Cile	125	168	4	58	34,6%	44
Maicor Wind Srl	Italia	21	33	7	33	100,0%	43
Enel Green Power Calabria Srl	Italia	0	47	4	47	100,0%	42
Ph Chucas SA**	Costa Rica	148	115	(6)	28	24,7%	29
Transmisora De Energia Renovable SA	Guatemala	26	29	1	29	100,0%	22
Enel Green Power Colombia SAs Esp	Colombia	1	4	(2)	4	100,0%	19
Enel Green Power Sannio Srl	Italia	1	30	4	30	100,0%	19
Enel Green Power Bulgaria Ead	Bulgaria	18	33	3	33	100,0%	18
Energia Eolica Srl	Italia	5	15	2	15	100,0%	13
Enel Green Power Africa srl	Italia	0	11	(0)	11	100,0%	13
Enel Green Power Germany Gmbh	Germania	0	11	(0)	11	100,0%	12
Enel Green Power Optima Way Ratai PT (USD)	Indonesia	9	9	(0)	8	90,0%	10
Enel Green Power Morocco, SAR.L.A.U.	Marocco	-	9	1	9	100,0%	8
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Turchia	11	7	(0)	7	100,0%	8
Enel Green Power Argentina SA	Argentina	4	1	(3)	1	100,0%	7
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	0	(1)	0	(1)	100,0%	7
Partecipazioni in altre imprese controllate***							21
Partecipazioni in società collegate							
Tenedora De Energia Renovable Sol Y Viento Sapi De Cv	Messico	146	146	(0)	48	32,9%	61
Totale partecipazioni****							6.405

*La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power Spa per il 34,56% e da Enel Green Power Cile SA 60,92%

**La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power Spa per il 24,7% e da Enel de Costa Rica SA 40,3%

***La voce "partecipazioni in altre imprese controllate" accoglie le partecipazioni con valore inferiore e uguale a 4 milioni di euro

****Le differenze rispetto al prospetto sono da attribuirsi agli arrotondamenti in milioni di euro

25. Derivati – Euro 89 milioni non correnti ed euro 139 milioni correnti

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati attivi	4	9	2	3
Derivati passivi	(93)	(56)	(141)	(105)
Totale	(89)	(47)	(139)	(102)

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla nota “Strumenti finanziari” e “Derivati e hedge accounting”.

26. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 6 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
	Prestiti a dipendenti a lungo termine	6	6
Altri Crediti Finanziari a lungo termine	-	283	(283)
Totale	6	289	(283)

I “Prestiti a dipendenti” pari a 6 milioni di euro (invariati rispetto al 31 dicembre 2017) sono riconosciuti a tassi di mercato e sono erogati a fronte dell’acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari. Tali prestiti vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

La voce “Altri crediti finanziari a lungo termine” nel 2017 accoglieva i finanziamenti erogati complessivamente alla joint venture Enel F2i Solare Italia, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite la partecipazione in Marte (268 milioni di euro) e interamente rimborsati; inoltre, accoglieva il finanziamento concesso alla società controllata Enel Green Power Finale Emilia venuti meno a seguito della vendita della società avvenuta il 18 ottobre 2018 (15 milioni di euro).

27. Altre attività non correnti – Euro 16 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
	Acconti su partecipazioni	12	10
Depositi in contanti presso terzi	1	1	-
Altri crediti diversi	3	3	-
Totale	16	14	2

Gli “Acconti su partecipazioni” pari a 12 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2017) accolgono principalmente il valore degli acconti per l’acquisizione di quote di minoranza.

Gli “Altri crediti diversi” pari a 3 milioni di euro (invariati rispetto al 31 dicembre 2017) si riferiscono principalmente ai crediti verso comuni e regioni per i canoni demaniali e al credito IRES per il rimborso delle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione della quota di IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato (D.L. n. 201/2011).

Attività correnti

28. Rimanenze – Euro 66 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Materiali ed apparecchi	59	50	9
Semilavorati	2	-	2
Prodotti Finiti	8	-	8
Rimanenze garanzie di origine	6	-	6
Fondo svalutazione magazzino	(17)	-	(17)
Acconti per magazzino	7	2	5
Altre Rimanenze	1	1	-
Totale	66	53	13

La voce “Rimanenze di materiali e apparecchi”, pari a 59 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2017), accoglie materiali diretti e indiretti per la produzione di pannelli fotovoltaici.

La voce “Rimanenze garanzie di origine” pari a 6 milioni di euro (non presente al 31 dicembre 2017) accoglie le rimanenze dei certificati ambientali.

La voce “Fondo svalutazione magazzino” pari a 17 milioni di euro (non presente al 31 dicembre 2017) accoglie la rilevazione dell'accantonamento per adeguare il magazzino al presumibile valore di mercato.

La voce “Acconti per magazzino” pari a 7 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2017) si riferisce agli acconti pagati a fornitori per acquisto di materiali e parti di ricambio.

29. Crediti commerciali – Euro 667 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Vendita e trasporto di energia elettrica	6	6	-
Verso Terzi	5	5	-
Verso società del Gruppo	1	1	-
Crediti commerciali	603	563	40
Verso società del Gruppo	603	563	40
Altri crediti	58	69	(11)
Verso Terzi	60	69	(9)
Verso società del Gruppo	(2)	-	(2)
Totale	667	638	29

I crediti per “Vendita di energia elettrica”, pari a 6 milioni di euro (invariati al 31 dicembre 2017), si riferiscono principalmente alla vendita di energia al GSE per 4 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

I crediti commerciali, pari a 603 milioni di euro (563 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si riferiscono principalmente a crediti commerciali verso società controllate italiane e estere per i servizi di coordinamento e di realizzazione e messa in esercizio degli impianti eolici e fotovoltaici.

Gli “Altri crediti”, pari a 58 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si riferiscono principalmente a crediti commerciali verso società non appartenenti al Gruppo.

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Clienti:			
Italia	274	249	25
UE	37	32	5
Extra UE	356	357	(1)
Totale	667	638	29

30. Attività per lavori in corso su ordinazione – Euro 46 milioni di euro

Le Attività per lavori in corso su ordinazione pari a 46 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si incrementano per le attività effettuate verso Enel Produzione a seguito dell'acquisizione del ramo Hydro.

31. Crediti per imposte sul reddito – Euro 46 milioni

I "Crediti per imposte sul reddito" si riferiscono principalmente per 31 milioni di euro ai crediti IRES nei confronti della controllante Enel Spa nell'ambito del consolidato fiscale nazionale (a debito per 2 milioni di euro al 31 dicembre 2017), per 9 milioni di euro ai crediti per IRES per ritenute su contributi (11 milioni di euro al 31 dicembre 2017), per 3 milioni di euro ai crediti per imposte sul reddito pagate in un paese estero (non presenti al 31 dicembre 2017) e per un milione di euro ai crediti per IRAP (non presenti al 31 dicembre 2017).

32. Altre attività finanziarie correnti – Euro 348 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento:	344	102	
Crediti finanziari a breve termine verso controllate	101	102	(1)
Crediti finanziari a breve termine verso Enel Spa	243	-	243
Altre attività finanziarie correnti non incluse nell'indebitamento:	4	4	
Ratei Attivi	4	4	-
Totale	348	106	242

La voce accoglie principalmente il saldo attivo del conto corrente intersocietario verso Enel SpA per 243 milioni di euro ed i crediti per finanziamenti a breve termine e remunerati a tasso di mercato concessi alla società controllata PowerCrop Srl per 101 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

33. Altre attività correnti – Euro 307 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Certificati verdi	4	2	2
Quote di costi differiti	6	14	(8)
Crediti per contributi in conto impianti	1	1	-
Anticipi a fornitori	2	2	-
Crediti per dividendi da incassare	2	-	2
Altri crediti	292	115	177
Totale	307	134	173

Le “Quote di costi differiti” si riferiscono alle quote di canoni demaniali per gli impianti idroelettrici e di altri sovraccanoni pagati anticipatamente e da differire ai futuri esercizi.

I “Crediti per contributi in conto impianti” rappresentano la parte non ancora incassata dei contributi riconosciuti dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della Legge 488/92.

I “Crediti per dividendi da incassare” si riferiscono alla quota di dividendi da parte della società controllata EGP Sannio Srl ancora da distribuire a EGP Spa.

Gli “Altri crediti” si riferiscono principalmente all’iscrizione di un credito di 143 milioni di euro verso CDPQ e CKD IM nell’ambito del progetto Kino, ai crediti verso il GSE per la vendita incentivata di energia per 88 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e ai crediti verso società controllate per 17 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

34. Disponibilità liquide – Euro 7 milioni

Le disponibilità liquide accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa e non sono gravate da vincoli.

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Depositi bancari	7	7	-
Totale	7	7	-

35. Attività e passività classificate come possedute per la vendita

La voce “Attività e passività classificate come possedute per la vendita” si riferisce alla partecipazione in Powercroop Srl il cui valore è stato completamente svalutato a seguito dell’abbandono da parte di Enel Green Power della tecnologia relativa alle biomasse come meglio descritto nel paragrafo “Fatti di rilievo”.

La voce nel 2017, si riferiva sostanzialmente al ramo oggetto del “Progetto Elqui lato Italia” costituito dalle partecipazioni detenute nelle società Hydromac Energy Srl (761 milioni di euro) ed Enel Green Power Latina America (0,7 milioni di euro) e dal finanziamento verso Enel Finance International NV (691 milioni di euro) che ha avuto efficacia il 30 marzo 2018 in favore di Enel Holding Chile Srl.

Passivo

Patrimonio netto

36. Patrimonio netto – Euro 6.136 milioni

Il patrimonio netto è così composto:

Capitale sociale – Euro 272 milioni

Il "Capitale sociale" è rappresentato da 1.360.000.000 di azioni ordinarie, con un valore nominale di 0,1745 euro, risulta interamente versato al 31 dicembre 2018 ed è interamente detenuto da Enel Spa.

Altre Riserve – Euro 5.006 milioni

Riserva legale – Euro 54 milioni

La "Riserva Legale" è pari al 20% del capitale sociale ed ha quindi raggiunto i limiti previsti dall'articolo 2430 del Codice Civile.

Riserva di rivalutazione - Euro 138 milioni

La "Riserva di rivalutazione", costituita in sede di scissione da Enel Produzione SpA, rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettato all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%).

Allo stato attuale la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Riserve da valutazione di strumenti finanziari CFH – Euro 160 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	Utili (perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Effetto fiscale a Patrimonio netto	al 31.12.2018
Utili (perdite) da variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	(107)	(63)	(5)	15	(160)
Utili (perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(107)	(63)	(5)	15	(160)

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che le Riserve da valutazione di strumenti finanziari CFH sono classificate come di Livello 2.

Riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro 10 milioni

La riserva accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali, al netto dell'effetto fiscale, delle passività per benefici definiti.

Altre riserve diverse - Euro 4.983 milioni

Le "Altre riserve diverse" accolgono gli effetti delle operazioni di scissione non proporzionale e l'operazione di fusione di Enel Green Power International BV oltre alle riserve attribuite alla Società in sede di scissione da Enel Produzione Spa, 3.700 milioni di euro rilevati nel 2010 a fronte di rinuncia al credito da parte di Enel Spa. La voce rispetto all'esercizio precedente presenta una riduzione di 66 milioni di euro determinato dall'effetto della scissione del ramo relativo al progetto Elqui (71 milioni di euro), dalla svalutazione dei crediti al netto dell'effetto fiscale, a seguito della prima applicazione del principio contabile internazionale IFRS 9 (10 milioni di euro), parzialmente compensato dall'effetto positivo della fusione della società 3sun (7 milioni di euro).

Utili e perdite accumulati – Euro 621 milioni

Gli “Utili e perdite accumulati” accolgono gli utili di esercizi precedenti portati a nuovo. La voce rispetto all’esercizio precedente presenta una riduzione di 517 milioni di euro dovuta alla distribuzione degli utili a nuovo verso Enel Spa (500 milioni di euro) e alla rilevazione delle perdite accumulate a seguito della fusione della società 3Sun (17 milioni di euro).

Utile dell’esercizio – Euro 237 milioni

Di seguito si riporta la tabella relativa alla disponibilità e distribuibilità del patrimonio netto:

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	272		
Riserve di capitale			
Altre	5.121	A,B,C	5.121
Riserve di utili			
Riserva legale	54	B	
Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	(160)		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(10)		
Utili e perdite accumulati	621	A,B,C	621
Totale	5.898		5.742
- di cui quota distribuibile			5.742

A: per aumento di capitale
B: per copertura perdite
C: per distribuzione ai Soci

36.1 Dividendi

Il dividendo dell’esercizio 2018, pari a euro 0,1745 per azione, per un ammontare complessivo di 237 milioni di euro, verrà proposto all’Assemblea degli azionisti dell’18 aprile 2019.

36.2 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholders ed il supporto allo sviluppo. 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 di garantire 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 degli 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 2018.

A tal fine, la società monitora costantemente l’evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Posizione finanziaria non corrente	3.234	2.102	1.132
Posizione finanziaria corrente netta	2.122	2.287	(165)
Crediti finanziari non correnti a lungo termine	(6)	(289)	283
Indebitamento finanziario netto	5.350	4.100	1.250
Patrimonio Netto	6.136	6.601	(465)
Indice debt/equity	0,87	0,62	

Passività non correnti

37 Finanziamenti – Euro 3.235 milioni (a lungo termine) ed euro 2.473 milioni (a breve termine)

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	3.235	2.103	125	129
Finanziamenti a breve termine			2.348	2.266
Totale	3.235	2.103	2.473	2.395

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota “Strumenti finanziari”.

38. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 53 milioni

La società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le 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.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

“Benefici pensionistici” raccolgono la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro;

“Assistenza sanitaria” accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

“Premio fedeltà”, accoglie la 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);

“Piani di incentivazione”, prevedono l’assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura.

Milioni di euro

2018

2017

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza Sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza Sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITA' ATTUARIALE										
Passività attuariale al 1 gennaio	43	-	6	8	57	25	-	4	6	35
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	1	-	1	-	-	1	-	1
Interessi passivi	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Rettifiche basate sull'esperienza passata	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(4)	-	-	-	(4)	(2)	-	-	-	(2)
Altre Variazioni	(4)	-	(1)	1	(4)	19	-	1	2	22
Passività attuariale al 31 dicembre (Passività in bilancio)	38	-	6	9	53	43	-	6	8	57

Nelle seguenti tabelle è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	2018	2017
PERDITE (UTILI) RILEVATE A CONTO ECONOMICO		
Costo previdenziale	1	1
Interessi passivi netti	1	1
Totale	2	2

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici definiti sono di seguito riportate.

	2018	2017
Tasso di attualizzazione	0,20 % - 1,50 %	0,20 % - 1,50 %
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,5%	1,5 % - 3,5 %
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	2,5%	2,5%

La tabella seguente evidenzia i risultati dell'analisi di sensitività che mostra gli effetti che ci sarebbero stati sulle passività per benefici definiti a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariali rilevanti ragionevolmente possibili alla data di chiusura dell'esercizio.

	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza Sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza Sanitaria	Altri benefici
	2018				2017			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	40	-	7	4	25	-	6	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	37	-	6	5	23	-	5	3
Incremento 0,5% tasso di inflazione	40	-	7	6	21	-	6	4
Incremento 0,5% delle retribuzioni	39	-	6	6	21	-	-	4
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	38	-	6	5	-	-	-	-
incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	2	-	-	-	1	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	38	-	6	5	-	-	-	-

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

La metodologia e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non sono state modificate rispetto al precedente esercizio.

La tabella seguente illustra i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti:

Milioni di euro	al 31 dicembre 2018	al 31 dicembre 2017
Entro 1 anno	3	2
tra 1 – 2 anni	3	1
tra 2 – 5 anni	9	5
Oltre 5 anni	17	11

39. Fondi rischi e oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 129 milioni

I “Fondi rischi e oneri” sono destinati a coprire le passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle 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.

Il dettaglio dei fondi per rischi e oneri al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, distinguendo la quota corrente e la quota non corrente, è rappresentato nella seguente tabella:

Milioni di euro	al 31 dicembre 2018		al 31 dicembre 2017	
	Non-corrente	Corrente	Non-corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- contenzioso legale	6	-	9	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	91	-	81	-
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	-	-	1	-
- Fondo oneri partecipazioni	-	-	-	11
- Fondo garanzia pannelli fotovoltaici	1	-	-	-
Totale	98	-	91	11
Fondo oneri per incentivi all'esodo	24	7	53	9
TOTALE	122	7	144	20

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

Milioni di euro	al 31.12.2017	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci	Altri movimenti	al 31.12.2018		Di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:								
- contenzioso legale	9	2	(3)	(3)	1	6	-	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	81	30	(20)	-	-	91	-	-
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	1	-	-	-	(1)	-	-	-
- Fondo oneri partecipazioni	11	-	(11)	-	-	-	-	-
- Fondo garanzia pannelli fotovoltaici	-	1	-	-	-	1	-	-
Totale	102	33	(34)	(3)	-	98	-	-
Fondo oneri per incentivi all'esodo	62	1	(11)	-	(21)	31	7	7
Totale Fondi rischi e oneri *	164	34	(45)	(3)	(21)	129	7	7

* La variazione rispetto ai valori del prospetto di Stato Patrimoniale è imputabile agli arrotondamenti in milioni di euro

Fondo contenzioso legale – Euro 6 milioni

Il fondo contenzioso legale è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altri contenziosi. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni e esterni.

Fondo rischi relativo a oneri su impianti di produzione – Euro 91 milioni

Si riferiscono principalmente ai seguenti fondi:

Fondo oneri ambientali e Fondo Smantellamento e ripristino - Euro 33 milioni

Il fondo oneri ambientali accoglie l'ammontare dei costi che probabilmente la società sarà chiamata a sostenere per il inquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie, qualora la propria attività procuri danni all'ambiente.

Il fondo oneri ambientali è pari a 17 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e si è movimentato principalmente per gli accantonamenti effettuati nell'esercizio.

Il fondo smantellamento e ripristino accoglie la stima dei futuri oneri da sostenere in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per lo smantellamento e il ripristino degli impianti e da altri fondi residuali.

Il fondo smantellamento e ripristino è pari a 16 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e si è movimentato principalmente per gli accantonamenti effettuati nell'esercizio.

La variazione rispetto al 2017 è dovuta all'ulteriore quota capitalizzata nell'esercizio 2018 a seguito dell'analisi aggiornata svolta da un perito indipendente incaricato di tale valutazione che ha rivisto al rialzo il costo stimato per MW delle future attività di smantellamento da eseguire.

Fondo imposta sulla proprietà degli immobili - Euro 17 milioni

Tale fondo accoglie la stima delle passività che potrebbero derivare dal contenzioso tributario in materia di imposte sulla proprietà degli immobili. Include, inoltre, la stima dell'onere per maggiori tributi a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti.

Il fondo si è movimentato per gli accantonamenti pari a 3 milioni di euro e agli utilizzi effettuati nell'esercizio per 6 milioni di euro.

Fondo garanzia pannelli fotovoltaici - Euro 1 milione

La voce, non presente nel 2017, accoglie il fondo creato dalla società 3Sun Srl (fusa in Enel Green Power Spa) a garanzia dei pannelli fotovoltaici prodotti dalla società. Il fondo si è movimentato esclusivamente per gli accantonamenti e gli utilizzi effettuati nell'esercizio.

Altri fondi - Euro 40 milioni

Gli "Altri fondi" sono costituiti principalmente da altri fondi relativi a impianti di produzione. Il fondo è pari a 40 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e si è movimentato per gli accantonamenti effettuati nell'esercizio (15 milioni di euro) e dagli utilizzi (12 milioni di euro).

Fondo oneri da partecipazioni

Il "Fondo oneri da partecipazioni" accoglie gli stanziamenti per oneri che si ritiene saranno sostenuti in relazione alla partecipazione nel capitale di altre società che si manifesteranno nel prossimo esercizio.

In particolare, il fondo, pari a 11 milioni di euro al 31 dicembre 2017, accoglieva lo stanziamento degli oneri che poi sono stati sostenuti dalla Società nel mese di marzo 2018 nell'ambito della cessione della quota di partecipazione (85,17%) nel capitale della società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 31 milioni

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie il Fondo esodo incentivato (ex. Art.4 L.92/2012, cosiddetta Legge Fornero) e si riduce di 31 milioni di euro per effetto del saldo netto tra gli utilizzi (11 milioni di euro) e altri movimenti (20 milioni di euro).

40. Altre passività non correnti - Euro 28 milioni

La voce si riferisce per 20 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2017) ai contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base a quanto previsto dall'art. 4 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007 ; in particolare, tale accordo, firmato nel mese di aprile 2010, prevede che Enel Green Power Spa corrisponda agli enti locali, a titolo di compensazione ambientale e territoriale, un importo definito per ciascun MW autorizzato lungo la durata della vita dell'impianto.

La voce accoglie, inoltre, il debito verso i dipendenti cessati in applicazione dell'Accordo ex art. 4, in relazione alle somme dovute a titolo di incentivo all'esodo per 3 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

41. Debiti commerciali – Euro 278 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti commerciali			
- per fatture da ricevere	186	192	(6)
- per fatture ricevute	92	62	30
Totale	278	254	24

I "Debiti commerciali" si riferiscono per 147 milioni di euro a debiti verso terzi (134 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e per 131 milioni di euro a debiti verso parti correlate (120 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

I debiti verso terzi si riferiscono principalmente ai debiti verso fornitori per acquisti di materiali, apparecchi e per appalti e prestazioni varie.

I debiti verso parti correlate si riferiscono principalmente alle prestazioni effettuate dalle società del Gruppo Enel e, in particolare:

- > per 51 milioni di euro ai servizi di *energy management* e ad altre prestazioni effettuate da Enel Produzione Spa (19 milioni di euro al 31 dicembre 2017);

- > per 35 milioni di euro ai contratti di *service* con Enel Italia Srl quali, principalmente, i contratti di *global service*, di amministrazione, di amministrazione del personale e altre prestazioni (57 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- > per 12 milioni di euro ai debiti commerciali verso Enel Trade Spa (6 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- > per 8 milioni di euro alla management fee, service fee e altri servizi prestati dalla controllante Enel Spa (2 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- > per 5 milioni di euro all'acquisto energia da Enel Energia Spa (2 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Nella seguente tabella si riportano i debiti commerciali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Fornitori			
Italia	264	237	27
UE	12	15	(3)
Extra UE	2	2	-
Totale	278	254	24

42. Debiti per imposte sul reddito

La voce non presente al 31 dicembre 2018 si riferisce principalmente ai debiti per IRES nei confronti della controllante Enel Spa nell'ambito del consolidato fiscale (2 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

43. Altre passività finanziarie correnti – Euro 27 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Ratei passivi finanziari correnti	19	11	8
Altri debiti finanziari	8	25	(17)
Totale	27	36	(9)

I "Ratei passivi su finanziamenti correnti" sono relativi principalmente al debito verso Enel Finance International NV per 13 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e al conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 2 milioni di euro (invariati al 31 dicembre 2017).

Gli "Altri debiti finanziari" si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 7 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

44. Altre passività correnti – Euro 192 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Debiti per contributi di urbanizzazione	23	24	(1)
Debiti verso dipendenti	26	26	-
Debiti verso enti previdenziali	19	19	-
Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni	6	5	1
Altre passività correnti	118	58	60
Totale	192	132	60

Le “Altre passività correnti” si incrementano di 60 milioni di euro, passando da 132 milioni al 31 dicembre 2017 a 192 milioni di euro al 31 dicembre 2018, principalmente per l’incremento dei debiti verso Enel Trade Spa per 20 milioni di euro, per l’incremento dei ratei e risconti passivi per 9 milioni di euro e per maggiori debiti relativi al personale in quiescenza al 31 dicembre 2018.

I “Debiti per contributi di urbanizzazione” accolgono i debiti verso gli enti locali sedi di centrali elettriche, per contributi relativi a opere di urbanizzazione e interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell’impianto; in particolare, si riferiscono ai contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base all’art. 3 dell’Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007 che prevede un contributo a carico di Enel Green Power Spa calcolato in funzione della produzione complessiva dell’anno precedente.

I “Debiti verso enti previdenziali” accolgono i contributi a carico della Società gravanti sulle retribuzioni del mese di dicembre da versare nel mese di gennaio 2018, nonché le relative quote del TFR destinate al fondo Pensione Dirigenti del Gruppo Enel (Fondenel) e al fondo Pensione Dipendenti del Gruppo Enel (FOPEN) e gli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali, principalmente, ferie maturate e non godute e straordinari.

I “Debiti per canoni demaniali” accolgono canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi e altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

45. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 5.350 milioni

La tabella seguente riconcilia la “Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine” con le voci presenti nello schema di Stato patrimoniale.

Milioni di euro

	al 31 dicembre 2018	al 31 dicembre 2017	2018-2017
Finanziamenti a lungo termine	3.235	2.103	1.132
Finanziamenti a breve termine	2.348	2.266	82
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	124	129	(5)
Attività finanziarie non correnti incluse nell’indebitamento	(6)	(289)	283
Attività finanziarie correnti incluse nell’indebitamento	(344)	(102)	(242)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(7)	(7)	-
Totale	5.350	4.100	1.250

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, 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 dicembre 2018	al 31 dicembre 2017
Liquidità	7	7
Crediti finanziari correnti	344	100
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(125)	(129)
Altri debiti finanziari correnti	(2.348)	(2.265)
Debiti finanziari correnti	(2.473)	(2.394)
Posizione finanziaria corrente netta	(2.122)	(2.287)
Debiti bancari non correnti	(992)	(1.116)
Altri debiti non correnti	(2.242)	(986)
Debiti finanziari non correnti	(3.234)	(2.102)
Posizione finanziaria non corrente	(3.234)	(2.102)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(5.356)	(4.389)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	6	289
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(5.350)	(4.100)

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 5.350 milioni di euro al 31 dicembre 2018 (4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017), evidenzia un incremento di 1.250 milioni per effetto principalmente del margine operativo lordo dell'esercizio (517 milioni di euro), dell'incasso relativo alle cessioni di partecipazioni (271 milioni di euro) a fronte degli investimenti in partecipazioni (1.289 milioni di euro), degli investimenti in attività materiali e immateriali (229 milioni di euro) e dal pagamento di dividendi (558 milioni di euro).

46. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente nota è quello di fornire le *disclosure* che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della società.

46.1 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	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Attività finanziarie al costo ammortizzato	6	289	1.022	751
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico				
Derivati attivi al FVTPL	1	2	2	3
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	1	2	2	3
Derivati attivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	3	7	-	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura	3	7	-	-
Totale	10	298	1.024	754

46.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente mostra le attività finanziarie al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			7	7
Crediti commerciali			667	638
Altre attività finanziarie correnti			348	106
Altre attività finanziarie non correnti	6	289		
Totale	6	289	1.022	751

I crediti commerciali da clienti al 31 dicembre 2018 ammontano a 667 milioni di euro (638 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Per queste attività non è stato indicato il fair value poiché il valore contabile viene considerato un'approssimazione ragionevole del fair value.

Si precisa che nella nota "Risk Management" è fornito il dettaglio dell'*ageing* dei crediti verso terzi scaduti, con la relativa svalutazione.

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La società detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- > disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- > crediti commerciali;
- > crediti finanziari, e
- > altri crediti.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate ad 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, Enel Green Power, seguendo la stessa procedura del Gruppo Enel, applica due diversi approcci:

> l'*approccio generale*, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratto e crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'originazione 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) (cd. "staging"):

- l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;

- l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subito un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (ad esempio in default sulla base di informazioni relative allo scaduto).

> l'*approccio semplificato*, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratto e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

> *base individuale*, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base ad 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 (*write-off*) costituisce un evento di *derecognition* (ad esempio per estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

Per misurare le perdite attese, la Società valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto con il metodo semplificato, sia su base individuale (per controparti finanziarie e commerciali di importo superiore a 500.000 €,) sia collettiva (per partite di minori).

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 ed 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):

- > la società 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; e
- > si definiscono specifici cluster sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratto 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, la Società considera le seguenti assunzioni riguardo i 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 che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato:

Milioni di euro	2018		
	Valore contabile lordo (Gross Amount)	Fondo perdite attese (ECL)	Valore netto
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7	-	7
Crediti commerciali	680	(13)	667
Altre attività finanziarie correnti	350	(2)	348
Altre attività correnti	308	(1)	307
Altre attività finanziarie non correnti	6	-	6
Altre attività non correnti	16	-	16
Totale	1.367	(16)	1.351

Si precisa che nella nota "Risk Management" sono fornite le informazioni sull'ageing dei crediti scaduti.

46.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Le attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico (FVTPL) distinte in attività finanziarie correnti (2 milioni di euro) e non correnti (1 milione di euro) sono costituite esclusivamente da derivati attivi.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla nota "Derivati e hedge accounting".

46.2 Passività finanziarie per categorie

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 correnti		Correnti	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	3.235	2.103	2.751	2.649
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico				
Derivati passivi al FVTPL	15	1	4	3
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	15	1	4	3
Derivati passivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	80	55	135	101
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura	80	55	135	101
Totale	3.330	2.159	2.890	2.753

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione e classificazione delle passività finanziarie derivate correnti e non correnti, si rimanda alla nota "Derivati e hedge accounting".

46.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non Corrente		Corrente	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	3.235	2.103	-	-
Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	-	-	125	129
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.348	2.266
Debiti commerciali	-	-	278	254
Totale	3.235	2.103	2.751	2.649

I debiti commerciali al 31 dicembre 2018 ammontano a 278 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Per queste passività non è stato indicato il fair value poiché il valore contabile viene considerato un'approssimazione ragionevole del fair value e considerata la naturale scadenza a breve termine dei debiti commerciali, l'analisi per maturazione degli stessi è ritenuta non significativa.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 3.360 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 2018, in milioni di euro e altre valute, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

Milioni di euro	al 31.12.2018			al 31.12.2017			al 31.12.2017				
	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Valore contabile	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota corrente	Fair value	2018-2017
Finanziamenti v /terzi											
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	253	253	17	236	290	269	269	253	16	319	(16)
- tasso variabile	866	866	108	758	876	977	973	864	113	1.025	(111)
Totale	1.119	1.119	125	994	1.165	1.246	1.242	1.117	129	1.344	(127)
Totale finanziamenti a tasso fisso	253	253	17	236	290	269	269	253	16	319	(16)
Totale finanziamenti a tasso variabile	866	866	108	758	876	977	973	864	113	1.025	(111)
Totale finanziamenti v /Terzi	1.119	1.119	125	994	1.165	1.246	1.242	1.117	129	1.344	(127)
Finanziamenti v/Gruppo											
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	1.000	1.000	-	1.000	1.056	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	1.241	1.241	-	1.241	1.244	986	986	986	-	1.024	-
Totale	2.241	2.241	-	2.241	2.300	986	986	986	-	1.024	-
TOTALE	3.360	3.360	125	3.235	3.465	2.232	2.228	2.103	129	2.368	(127)

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle passività sopra citate, esse sono classificate come livello 2.

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse.

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse

Milioni di euro	Saldo	Valore nominale	Saldo	Tasso medio di	Tasso
				interesse in vigore	d'interesse
		al	al		effettivo in vigore
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	
Euro	3.360	3.360	2.228	1,62%	1,65%
Totale valute non euro	-	-	-	-	-
TOTALE	3.360	3.360	2.228		

L'indebitamento finanziario a lungo termine compresa la quota a breve evidenzia un incremento di 1.132 milioni di euro rispetto al 2017, dovuto all'aumento della linea di credito verso Enel Finance International NV per 1.256 milioni di euro parzialmente compensato dal rimborso del debito verso la CITIBANK per complessivi 43 milioni di euro e verso la BEI per complessivi 52 milioni di euro.

Nuove emissioni di finanziamenti

Nella tabella seguente sono riportate le nuove emissioni dei finanziamenti sottoscritti nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro

Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
Finanziamenti non bancari:							
Finanziamento a lungo termine	Enel Finance International	30/07/2018	1.000	EUR		0,025	07/08/2028
Finanziamento a lungo termine	Enel Finance International	10/05/2018	450	EUR		6M EURIBOR + 0.78%	10/05/2028
Totale finanziamenti non bancari			1.450				
Totale			1.450				

Finanziamenti a breve termine - 2.348 milioni di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2018, distinti per natura.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Finanziamenti a breve termine	2.056	1.866	190
verso società controllate e collegate	-	-	-
verso società del gruppo Enel	2.000	1.800	200
verso Terzi	56	66	(10)
Conto Corrente Intersocietario	292	401	(109)
verso Società di Sviluppo Italiane	292	315	(23)
verso Enel Spa	-	86	(86)
Totale	2.348	2.267	81

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

Il totale dei finanziamenti a breve termine aumenta di 81 milioni di euro riflette i maggiori finanziamenti a breve termine verso Enel Finance International per 200 milioni di euro, l'incremento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario (cash pooling) con Marte Srl per 215 milioni di euro parzialmente compensati dal decremento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario (cash pooling) con 3SUN a seguito della fusione (234 milioni di euro) e dal decremento della posizione debitoria verso Enel Spa per 86 milioni di euro.

46.2.2 Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico (FVTPL) distinte in passività finanziarie correnti (4 milioni di euro) e non correnti (15 milioni di euro) sono costituite esclusivamente da derivati passivi.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla nota "Derivati e hedge accounting".

46.3 Utili/(Perdite) netti

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

Milioni di euro

	Utili/(perdite)netti	Di cui: Impairment/ Ripristini di impairment	Utili/ (perdite)netti	Di cui: Impairment/ Ripristini di impairment
	2018	2018	2017	2017
Attività finanziarie al costo ammortizzato	1	(1)	3	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(20)	-	(25)	-

Per informazioni su utili e perdite nette su strumenti finanziari derivati, si prega di far riferimento alla nota "Proventi/ (Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

47. Risk management

47.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La società Enel Green Power SpA., nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi finanziari: rischio di mercato, rischio di credito e rischio di liquidità.

L'obiettivo principale è quello di mitigare i rischi finanziari in modo appropriato in modo che non diano luogo a cambiamenti imprevisti nei risultati.

I senior manager del Gruppo supervisionano la gestione di tali rischi, supportati da specifici comitati, assicurando che le attività sui rischi finanziari siano governate da policy e procedure appropriate e che i rischi finanziari siano identificati, misurati e gestiti in accordo con le policy e gli obiettivi definiti a livello di Gruppo.

Come parte della governance di risk management i rischi di mercato sono gestiti attraverso specifiche policy definite sia a livello di Gruppo che di singola Country con specifici Comitati Rischi responsabili di definire e supervisionare le policy strategiche.

La governance fornisce un sistema di limiti operativi definiti da tipologie di rischi individuali che sono periodicamente monitorati dall'unità di Risk Control.

47.2 Rischi di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che le fluttuazioni delle variabili macroeconomiche possano influire negativamente sui flussi di cassa attesi o sul fair value di uno strumento finanziario.

I rischi derivanti da tali strumenti finanziari sono il rischio di tasso di interesse, il rischio di cambio e il rischio prezzo commodity.

Enel Green Power SpA, nell'esercizio della propria attività industriale, è esposta al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, derivante principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, e al rischio di oscillazioni dei tassi di cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa da quella di conto di ogni Paese, nonché al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity per i flussi di cassa connessi ai ricavi per la vendita di energia elettrica.

La variabilità dei prezzi può influenzare anche le politiche e le strategie industriali e commerciali, per questo le policy di Gruppo, relative alla gestione dei rischi finanziari, prevedono la stabilizzazione degli effetti a Conto Economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse, di cambio e dei prezzi di mercato.

Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia attenuando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati Over-the-counter (OTC) nei confronti del mercato e all'interno del Gruppo Enel.

In particolare, la controparte interna per le operazioni in derivati su commodity è principalmente Enel Trade SpA, mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio sono la controllante Enel SpA e la società Enel Finance International N.V. (a sua volta controllata da Enel SpA).

Enel Green Power SpA non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Rischio di tasso di interesse

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

Per la società Enel Green Power SpA la fonte dell'esposizione al rischio tasso di interesse deriva essenzialmente dall'ammontare dell'indebitamento indicizzato a tasso variabile, per il potenziale impatto, in termini di maggiori oneri finanziari, che potrebbe verificarsi sul Conto Economico conseguentemente ad un aumento dei tassi di interesse di mercato.

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di riduzione del costo della provvista, viene gestito e raggiunto sia attraverso la diversificazione e bilanciamento delle passività finanziarie, sia modificando il loro profilo di rischio, facendo ricorso a specifici strumenti finanziari derivati OTC ed in particolare interest rate swap (IRS).

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 del fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

In base ai contratti di interest rate swap, la società Enel Green Power SpA concorda di scambiare con la controparte, a specifici intervalli di tempo, la differenza tra i tassi fissi e quelli variabili, entrambi calcolati su un medesimo valore nozionale di riferimento.

In particolare, i contratti di interest rate swap floating-to-fixed trasformano una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2018 e 31 dicembre 2017 suddiviso per tipologia di contratto:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Interest rate swap da variabile a fisso	1.843	1.678
Interest rate swap da fisso a variabile	17	91
Totale	1.860	1.769

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si rinvia alla nota "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di variazione del tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto negativo che potrebbe verificarsi sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, conseguentemente a un aumento dei tassi di interesse di mercato.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario a medio e lungo termine al 31 dicembre 2018 si evidenzia che lo stesso risulta essere stipulato a tasso variabile per il 68% (91% al 31 dicembre 2017) e coperto dal rischio tasso al 48%, considerando le operazioni in derivati designati di *cash flow hedge*.

La variabilità dei tassi di interesse relativamente all'indebitamento a tasso variabile a medio e lungo termine, per la parte coperta dai derivati, non produce effetti a Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

Enel Green Power SpA effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato a Patrimonio Netto per la componente di copertura dei derivati in *Cash flow hedge*.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento ed in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

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

Milioni di euro	al 31.12.2018			al 31.12.2017	
	Aumento/ riduzione nei basis points	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Variazione del fair value dei derivati finanziari classificati come strumenti di copertura					
Cash Flow hedge	+25bp	9	21	-	20
	-25bp	(9)	(21)	-	(20)

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di strumenti finanziari o di altri impegni contrattuali fluttuino in seguito a variazioni dei cambi.

Enel Green Power SpA opera a livello internazionale ed è esposta al rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in valute estere diverse dalla valuta di conto di ogni Paese. La policy del Gruppo prevede un monitoraggio e controllo costante di tutte le esposizioni ai tassi di cambio, indipendentemente dalla loro natura, includendo anche i flussi attesi relativi ad impegni contrattuali connessi a nuovi investimenti. L'attività di monitoraggio e controllo è finalizzata alla definizione e alla esecuzione di strategie di copertura efficaci del rischio cambio.

Al fine di minimizzare tale rischio la società Enel Green Power SpA stipula, tipicamente sul mercato Over the counter (OTC) e principalmente con Enel SpA, dei contratti di derivati ed in particolare currency forward.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, ad una determinata data futura e ad 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 ed il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio spot può essere determinato come medie dei fixing ufficiali della Banca Centrale Europea. 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 del fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Nella seguente tabella vengono forniti alla data del 31 dicembre 2018 e del 31 dicembre 2017 il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Currency forward	263	457
Totale	263	457

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota “*Derivati e hedge accounting*”.

In base all'analisi dell'indebitamento si rileva che Enel Green Power Spa non detiene passività finanziarie in divisa diversa dall'euro.

L'esistenza dell'esposizione al rischio tasso di cambio è totalmente connessa alle attività e passività commerciali, pertanto, al fine di mitigare gli effetti a conto economico dei relativi flussi di cassa, la Società ha stipulato dei contratti derivati *currency forward* con Enel Spa.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle *policy* di *risk management*.

Analisi di sensitività del rischio di cambio

Enel Green Power Spa 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 a Conto economico per i derivati che non si qualificano in *Hedge Accounting*.

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.

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

Milioni di euro	al 31.12.2018		al 31.12.2017		
	Aumento/ Riduzione nei tassi di cambio	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura					
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	10	-	30	-
	(10%)	(12)	-	(37)	-

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di prezzo delle Commodity

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati, in particolare CFD e swap.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo dell'energia deriva essenzialmente dall'attività di vendita di energia a prezzo variabile (vendite in Borsa).

In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel Green Power Spa ricorre alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie" con Enel Trade Spa, nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo *strike*, e a favore di Enel Green Power Spa nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso, e vengono stipulati tipicamente nell'anno precedente la consegna dell'energia.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, può essere valutata e gestita in funzione di maggiore certezza in merito ai volumi di produzione attesi, attraverso eventuali ulteriori operazioni di copertura a più breve scadenza.

Si precisa che la Società analizza tutti i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi, al fine di individuare se gli stessi si qualificano come un contratto derivato da valutare ai sensi dello IFRS 9 o se lo stesso, pur non configurandosi come un contratto derivato, contenga eventuali derivati impliciti che debbano essere valutati ai sensi dello IFRS 9.

Al momento non sono emersi derivati impliciti da scorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2018 e del 31 dicembre 2017, suddiviso per tipologia di strumento:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017
CFD	840	589
Totale	840	589

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella rappresenta il *fair value* che i contratti assumerebbero nel caso di variazione delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti, mantenendo tutte le altre variabili costanti.

L'impatto sul patrimonio netto è dovuto all'effetto sul *fair value* dei derivati nel caso di incremento/decremento del 10% delle quotazioni dei prezzi power delle variabili sottostanti.

L'esposizione della Società a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Aumento/ Riduzione nei prezzi delle commodity	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
CFD	10%		98	66
	(10%)		(98)	(66)

47.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto commerciale, tale da generare una perdita.

La Società è esposta al rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche o con le società finanziarie.

Variazioni negative inattese del merito creditizio di una controparte potrebbero generare effetti sulla posizione creditoria, in termini di aumento del rischio di insolvenza (rischio di default) della controparte stessa.

Al fine di minimizzare il rischio di credito, la Società si avvale di specifiche politiche e procedure gestionali, che prevedono sia la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – sia il monitoraggio costante e strutturato delle esposizioni di rischio, al fine di identificare rapidamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere.

Inoltre, oltre che al mantenimento di un portafoglio clienti adeguatamente diversificato, la Società fa ricorso all'acquisizione di garanzie bancarie e/o al factoring, al fine di mitigare l'esposizione al rischio di credito.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2018 e del 31 dicembre 2017 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo "Strumenti Finanziari".

Concentrazione ed esposizione al rischio di credito dei clienti

Enel Green Power Spa è caratterizzata da significative concentrazioni del rischio del credito verso entità del Gruppo Enel e verso controllate che rappresentano circa il 89% del totale crediti (88% al 31 dicembre 2017).

La tabella seguente fornisce le informazioni sull'esposizione al rischio di credito e sulle perdite attese su crediti (ELC) per le attività finanziarie soggette ad impairment diverse dai crediti commerciali e i contract assets:

Milioni di euro	al 31.12.2018				
	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%	352	2	350
Totale			352	2	350

La tabella seguente fornisce le informazioni sull'esposizione al rischio di credito e sulle perdite attese su crediti (ELC) per i crediti commerciali, i contract assets e altri crediti:

Milioni di euro	al 31.12.2018			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Contract assets	0	0	0	0
Crediti commerciali:				
Crediti commerciali non scaduti	0,3%	326	1	325
Crediti commerciali scaduti:				
1 – 30 giorni	0,0%	5	-	5
31 – 60 giorni	0,0%	9	-	9
61 – 90 giorni	0,0%	16	-	16
91 – 120 giorni	0,0%	1	-	1
121 – 150 giorni	0,0%	2	-	2
151 – 180 giorni	0,0%	3	-	3
più di 180 giorni (credit impaired)	3,8%	319	12	307
Totale crediti commerciali		681	13	668
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,3%	295	1	294
Total Altri crediti		295	1	294
Totale		976	14	962

47.4 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.

Enel Green Power Spa si avvale dei servizi di tesoreria accentrata svolti dalla controllante Enel Spa, garantendosi sia l'accesso al mercato monetario e dei capitali, sia la tempestiva gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

La società detiene le seguenti linee di credito non utilizzate al 31.12.2018:

Milioni di euro				
	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno
Linee di credito committed	230	-	714	119
Totale	230	-	714	119

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

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
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		73		9	227
- tasso variabile	10	98	104	286	369
Totale	10	171	104	295	596
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso		2.000			1.000
- tasso variabile		323			1.208
Totale	-	2.323	-	-	2.208
TOTALE	10	2.494	104	295	2.804

48. Derivati e Hedge Accounting

48.1 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*, rischio di credito e *equity* quando sono rispettati i criteri previsti dal principio IFRS 9.

Alla data di designazione della copertura, la società deve documentare la strategia e gli obiettivi di *risk management* prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci a compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- derivati di *cash flow hedge* relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrica della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di *commodity* petrolifere;
- derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- derivati di *net investment in a foreign operation (NIFO)*, aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la società è esposta si rimanda alla nota "*Risk management*".

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 associati ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero altrimenti 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 ammontari rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, si rileva a conto economico.

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*, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le

perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a conto economico.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del conto economico, attraverso strutture derivate in Interest Rate Swap e CFD; non utilizza, invece, *fair value hedge* e *Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation* (NIFO).

Nelle seguenti tabelle sono indicati il valore nozionale e il fair value delle attività e delle passività su derivati di copertura, classificate sulla base di ciascuna tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivise in correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non Corrente									Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value					
	al	al	2018-	al	al	2018-	al	al	2018-	al	al	2018-			
	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017			
Derivati designati come strumenti di copertura:															
Cash flow hedge															
sul rischio di tasso d'interesse	-	691	(691)	-	4	(4)	-	-	-	-	-	-			
sul rischio di prezzo su commodity	55	45	10	3	3	-	10	8	2	-	-	-			
Totale	55	736	(681)	3	7	(4)	10	8	2	-	-	-			

Milioni di euro	Non Corrente									Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value					
	al	al	2018-	al	al	2018-	al	al	2018-	al	al	2018-			
	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017	31.12.2018	31.12.2017	2017			
Derivati designati come strumenti di copertura:															
Fair value hedge															
Cash flow hedge															
sul rischio di tasso d'interesse	1.399	692	707	48	44	4	-	4	(4)	-	-	-			
sul rischio di prezzo su commodity	227	85	142	32	11	21	549	452	97	135	101	34			
Totale	1.626	777	849	80	55	25	549	456	93	135	101	34			

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 di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura, suddivise in correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente				Corrente			
	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	-	691	-	4	1.399	696	48	44
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity	65	53	3	3	775	537	167	112
Totale	65	744	3	7	2.174	1.233	215	156

Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

La società al 31 dicembre 2018 ha in essere relazioni di copertura di cash flow hedge ove i principali strumenti di copertura sono rappresentati da interest rate swap volti a coprire i flussi di cassa futuri legati a finanziamenti a tasso variabile esposti alla variabilità dei tassi di interesse. Tale esposizione rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo su conto economico. Al 31 dicembre 2018 il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge, associati alle attività, ammonta a 65 milioni di euro a cui corrisponde un fair value positivo di 3 milioni di euro. Mentre il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge, associati alle passività, ammonta a 2.174 milioni di euro a cui corrisponde un fair value negativo di 215 milioni di euro.

48.1.1 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile.	(48)	1.399	(40)	1.387
Totale		(48)	1.399	(40)	1.387

L'ammontare del nozionale dei derivati in cash flow hedge è pari a 1.399 milioni di euro.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Derivati	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Cash flow hedge								
Interest rate swap	-	691	-	4	1.399	696	48	44
Totale derivati su tasso d'interesse	-	691	-	4	1.399	696	48	44

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 d'interesse:

Milioni di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre
CFH su tasso d'interesse	(48)	(19)	(16)	(11)	(7)	(3)	5
Fair value positivo							
Fair value negativo	(48)	(19)	(16)	(11)	(7)	(3)	5

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse avvenuti durante il periodo a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro	2018	2017
Saldo di apertura al 1 gennaio	(40)	(58)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	(3)	-
Variazione di fair value rilasciata a conto economico	(5)	18
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(48)	(40)

48.1.2 Rischio di prezzo su commodity

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
CFD	65	53	3	3	(775)	537	167	112
Totale derivati su energia	65	53	3	3	(775)	537	167	112
Totale derivati su prezzo su commodity	65	53	3	3	(775)	537	167	112

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicate 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 31.12.2018	2019	2020	2021	2022	2021	Oltre
CFH su prezzo su commodity	(163)	(135)	(28)	-	-	-	-
Fair value positivo	3	-	3	-	-	-	-
Fair value negativo	(166)	(135)	(31)	-	-	-	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro	2018	2017
Saldo di aperture al 1 gennaio		(61)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)		(41)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(162)	(102)

48.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi al FVTPL in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 per ciascun tipo di rischio:

Milioni di euro	Non Corrente						Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value		
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Derivati designati come strumenti di copertura:												
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	17	363	- 346	1	2	- 1	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	129	374	- 244	2	3	- 1
Totale	17	363	- 346	1	2	- 1	129	374	- 244	2	3	- 1

Milioni di euro	Non Corrente						Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value		
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Derivati designati come strumenti di copertura:												
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	444	18	426	14	1	13	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	133	84	49	4	3	1
sul rischio di prezzo su commodity	24	-	24	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Totale	469	18	451	15	1	14	133	84	49	4	3	1

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati, correnti e non correnti, al FVTPL in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 per ciascun tipo di rischio:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017	al 31.12.2018	al 31.12.2017
Derivati al FVTPL								
- sul rischio di tasso d'interesse								
Interest rate swap	17	363	1	2	444	18	(14)	(2)
- sul rischio di tasso di cambio								
currency forward	129	374	2	3	133	84	(4)	(3)
- sul rischio di prezzo su commodity								
Weather Derivates	-	-	-	-	24	-	(1)	-
Totale	146	736	3	5	578	102	(18)	(5)

49. Informativa sulle parti correlate

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

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si riportano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

La società controllante Enel SpA

I rapporti con la controllante Enel Spa riguardano principalmente:

- > la centralizzazione presso la Capogruppo di alcune funzioni di supporto inerenti alle attività legali, personale, segreteria societaria, amministrazione, pianificazione e controllo relative a Enel Green Power Spa;
- > i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla Capogruppo Enel Spa nei confronti di Enel Green Power Spa.

Parti correlate interne al Gruppo Enel

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel S.p.A. riguardano:

- > Enel Global Trading Spa: vendita di energia e di garanzie di origine da Enel Green Power Spa a Enel Global Trading Spa e gestione del rischio su *commodity* effettuata da Enel Global Trading Spa per le società del Gruppo Enel Green Power Spa;
- > Enel Produzione Spa: contratto di *Energy Management* con Enel Produzione Spa che gestisce a mercato gli impianti di Enel Green Power Spa retrocedendo a questa i connessi risultati economici; contratti di prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici e mantenimento in sicurezza delle dighe;
- > Enel Italia Srl: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Italia Srl per Enel Green Power Spa;
- > Enel Finance International BV: erogazione di finanziamenti ad Enel Green Power Spa e alle società del Gruppo;
- > all'interno del subgruppo Endesa: gestione di servizi amministrativi, compresi i servizi di amministrazione del personale, servizi finanziari, legali e fiscali, nonché di fornitura di *software* e *hardware* e compravendita di energia per il subgruppo Enel Green Power España.

Rapporti commerciali e diversi 2018

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2018		2018		2018	
Società controllante						
Enel Spa	31	9	-	9	-	-
Totale	31	9	-	9	-	-
Imprese controllate e collegate						
Enel Green Power Australia Pty Ltd	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Australia Trust	3	-	-	-	-	2
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	71	-	-	-	-	9
Enel Green Power Primavera Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cristal Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Sao Judas Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo Ií Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cabeça De Boi S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Fazenda Sa	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Salto Apicás S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Maniçoba Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Esperança Eólica S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Damascena Eólica S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Morro Do Chapéu Ií Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	7	-	-	-	-	6
Enel Green Power Nova Olinda B Solar S.A.	7	-	-	-	-	-
Enel Green Power Nova Lapa Solar S.A.	4	-	-	-	-	-
Enel Green Power Bom Jesus Da Lapa Solar S.A.	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Horizonte Mp Solar S.A.	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Critalândia I Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Critalândia Ií Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 2 S.A. (Antigua Egg Projetos Iii)	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A. (Antigua Egg Projetos X)	1	-	-	-	-	1
Enel Chile S.A.	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	17	1	-	-	-	1
Empresa Electrica Panguipulli Sa	15	-	-	-	-	1
Geotermica Del Norte Sa	1	-	-	-	-	1
Parque Eolico Taltal Sa	1	-	-	-	-	-
Parque Talinay Oriente Sa	1	-	-	-	-	-
Parque Eólico Valle De Los Vientos Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Del Sur Spa (Ex Parque Eólico Renaico Spa)	6	-	-	-	-	2
Emgesa Sa Esp	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Colombia Sas	2	-	-	-	-	1
Ph Chucas Sa	5	-	-	16	-	-
Enel Green Power Germany Gmbh	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas Sa	5	2	-	(73)	-	3
Kalenta Sa	1	-	-	-	-	-
Renovables De Guatemala Sa	1	-	-	-	-	1
Blp Energy Private Limited	2	-	-	-	-	-
Avikiran Solar India Private Limited	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Solar Energy Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	3	1	-	-	-	1
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	5	-	-	-	-	-
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Marte S.R.L.	1	-	-	-	-	1

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2018			2018	2018	
Imprese controllate e collegate						
Energia Eolica Srl	1	1	-	-	-	-
Enerlive Srl	1	1	-	-	-	-
Powercrop Macchiareddu Srl	1	-	-	-	-	-
Powercrop Russi Srl	4	-	-	-	-	-
Powercrop Srl	5	-	-	24	-	1
Bioenergy Casei Gerola Srl	-	-	-	3	-	-
Enel Green Power Sannio	3	1	-	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Kenya Limited	1	-	-	2	-	-
Enel Green Power Morocco, S.A.R.L.A.U.	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	17	-	-	-	-	-
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	1	-	-	-	-	1
Stipa Nayaá Sa De Cv	1	-	-	-	-	1
Energias Renovables La Mata Sapi De Cv	1	-	-	-	-	1
Parque Salitrillos, S.A. De C.V.	-	-	-	-	-	3
Proyecto Solar Villanueva Tres, S.A. De C.V.	-	-	-	-	-	1
Parque Amistad li Sa De Cv	1	-	-	-	-	2
Dolores Wind Sa De Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Panama Sa	2	-	-	-	-	2
Enel Generación Perú Saa	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Perú Sa (Usd)	5	-	-	-	-	1
Enel Green Power Romania Srl	27	3	-	1	-	1
Enel Green Power Singapore Pte. Ltd.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	-	-	-	3	-	-
Little Elk Wind Project Llc	2	-	-	-	-	-
Rock Creek Wind Project Llc	6	-	-	-	-	-
Cimarron Bend Wind Project li, Llc	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc	26	1	-	-	-	13
Goodwell Wind Project, Llc	6	-	-	-	-	-
Aurora Distributed Solar, Llc	1	-	-	-	-	-
Thunder Ranch Wind Project, Llc	6	-	-	-	-	-
Red Dirt Wind Project Llc	5	-	-	-	-	-
Egg Stillwater Solar Pv li, Llc	14	-	-	-	-	1
Rattlesnake Creek Wind Project Llc	7	-	-	-	-	7
Hilltopper Wind Power Llc	5	-	-	-	-	5
Diamond Vista Wind Project Llc	6	-	-	-	-	6
EGP HIGH LONESOME WI	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Rsa (Pty) Ltd	32	-	-	-	1	3
Ngonye Power Company Limited	1	-	-	-	-	1
Totale	409	11	-	(24)	1	89
Società del Gruppo Enel						
Enel Brasil Sa	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Chile Sa	3	-	-	1	-	3
Enel Green Power España Sl	14	7	-	7	-	7
Cesi - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta Spa	-	-	-	2	-	-
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
E-Distribuzione Spa	1	-	1	-	-	-
Enel Energia Spa	-	6	4	2	-	-
Enel F2I Solare Italia S.P.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Produzione Spa	210	52	-	4	-	173
Enel Italia Srl	-	35	-	72	-	-
Enel Sole Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Trade Spa	20	52	-	11	25	10
Totale	250	154	5	99	25	194
TOTALE	690	174	5	84	26	283

Rapporti commerciali e diversi 2017

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2017		2017		2017	
Società controllante						
Enel Spa	1	9	-	8	-	1
Totale	1	9	-	8	-	1
Imprese controllate e collegate						
Enel Green Power Australia Trust	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	68	-	-	-	-	8
Enel Green Power Primavera Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cristal Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Sao Judas Eolica Sa	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo Ii Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cabeça De Boi S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Fazenda Sa	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Salto Apiacás S.A	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Maniçoba Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Esperança Eólica S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Damascena Eólica S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Morro Do Chapéu Ii Eólica S.A.	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Nova Olinda B Solar S.A.	7	-	-	-	-	4
Enel Green Power Nova Lapa Solar S.A.	4	-	-	-	-	1
Enel Green Power Bom Jesus Da Lapa Solar S.A.	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Horizonte Mp Solar S.A.	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Chile Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	17	1	-	1	-	4
Enel Green Power Latin America Sa	3	-	-	-	-	-
Empresa Electrica Panguipulli Sa	14	-	-	-	-	2
Parque Eólico Taital Sa	-	-	-	-	-	1
Parque Talinay Oriente Sa	1	-	-	-	-	1
Parque Eólico Valle De Los Vientos Sa	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Del Sur Spa (Ex Parque Eólico Renaico Spa)	4	-	-	-	-	4
Enel Green Power Costa Rica	1	-	-	-	-	-
Ph Chucas Sa	5	-	-	-	-	1
Erdwärme Oberland GmbH	3	-	-	-	-	2
Enel Green Power España Sl	7	11	2	11	-	2
Enel Green Power Hellas Sa	5	1	-	-	-	2
Kalenta Sa	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Guatemala Sa	2	-	-	-	-	-
Renovables De Guatemala Sa	1	-	-	-	-	1
Blp Energy Private Limited	1	-	-	-	-	1
3Sun Srl	1	1	25	1	-	1
Enel Green Power Solar Energy Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	4	1	-	-	-	1
Enel Green Power Finale Emilia Srl	24	1	-	-	-	5
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1	5	-	-	-	-

Milioni di Euro	Costi			Ricavi		
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2017		2017		2017	
Imprese controllate e collegate						
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Egp Bioenergy Srl	2	-	-	-	-	-
Energia Eolica Srl	1	1	-	-	-	-
Enerlive Srl	1	2	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Powercrop Macchiareddu Srl	4	-	-	-	-	1
Powercrop Russi Srl	4	-	-	-	-	1
Powercrop Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Sannio	1	2	-	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	30	-	-	-	-	-
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	1	-	-	-	-	-
Dominica Energía Limpia Srl De Cv	1	-	-	-	-	1
Provedora De Electricidad De Occidente Srl De Cv	1	-	-	-	-	-
Mexicana De Hidroelectricidad Mexhidro Srl De Cv	1	-	-	-	-	-
Stipa Nayaá Sa De Cv	2	-	-	-	-	-
Eólica Zopilopan Sapi De Cv	1	-	-	-	-	-
Vientos Del Altiplano, S. De R.L. De C.V.	3	-	-	-	-	-
Energía Limpia De Palo Alto, S. De R.L. De C.V.	3	-	-	-	-	1
Energía Limpia De Amistad, S. De R.L. De C.V.	1	-	-	-	-	1
Villanueva Solar, S.A. De C.V.	4	-	-	-	-	4
Proyecto Solar Villanueva Tres, S.A. De C.V.	3	-	-	-	-	3
Proyecto Solar Don José, S.A. De C.V.	3	-	-	-	-	3
Enel Green Power Panama Sa	4	-	-	-	-	3
Enel Green Power Perú Sa	9	-	-	-	-	4
Enel Green Power Romania Srl	26	3	-	-	-	4
Enel Green Power Singapore Pte. Ltd.	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	1	-	-	-	-	-
Little Elk Wind Project Llc	2	-	-	-	-	-
Rock Creek Wind Project Llc	6	-	-	-	-	6
Cimarron Bend Wind Project Ll, Llc	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc	38	1	-	-	-	13
Enel Green Power North America Development, Llc	-	1	-	-	-	-
Goodwell Wind Project, Llc	6	-	-	-	-	-
Aurora Distributed Solar, Llc	1	-	-	-	-	1
Demand Energy Networks, Inc.	-	1	1	-	-	-
Thunder Ranch Wind Project, Llc	6	-	-	-	-	6
Red Dirt Wind Project Llc	5	-	-	-	-	5
Egp Stillwater Solar Pv Ll, Llc	13	-	-	-	12	1
Enel Green Power Uruguay Sa	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Rsa (Pty) Ltd	28	1	-	1	-	4
Totale	446	34	28	14	12	113
Società del Gruppo Enel						
Enel.Factor Spa	-	5	-	-	-	-
Enel Energia Spa	-	3	4	-	-	-
E-Distribuzione Spa	1	-	(1)	-	-	-
Enel Trade Spa	23	26	-	-	68	1
Enel Produzione Spa	120	19	-	7	-	45
Enel Italia Srl	-	57	-	51	-	-
Cesi - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta Spa	-	-	-	1	-	-
Totale	144	110	3	59	68	46
TOTALE	591	153	31	81	80	160

Rapporti finanziari 2018

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2018		2018	
Impresa controllante				
Enel SpA	245	59	95	56
Totale	245	59	95	56
Imprese controllate e collegate				
Generadora De Occidente Ltda	-	-	-	4
Generadora Montecristo Sa	-	-	-	4
Renovables De Guatemala Sa	-	-	-	4
Enel Green Power Solar Energy Srl	-	39	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	-	14	-	3
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	2	-	4
Marte S.R.L.	-	222	-	3
Egp Bioenergy Srl	-	2	-	-
Energia Eolica Srl	1	3	-	2
Enerlive Srl	-	4	-	-
Maicor Wind Srl	-	6	-	6
Powercrop Macchiareddu Srl	-	-	-	1
Powercrop Srl	104	-	2	2
Bioenergy Casei Gerola Srl	1	-	-	-
Enel Green Power Sannio	-	-	-	7
Enel Green Power Development Srl	-	1	-	-
Enel Finance International Nv	-	4.274	42	5
Enel Green Power Panama Sa	-	-	-	26
Totale	106	4.567	44	71
Società del Gruppo Enel				
Enel Trade Spa	3	168	174	-
Totale	3	168	174	-
TOTALE	354	4.794	313	127

Rapporti finanziari 2017

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2017		2017	
Impresa controllante				
Enel SpA	4	161	66	42
Totale	4	161	66	42
Imprese controllate e collegate				
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	-	-	-	27
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	11
Enel Green Power Hellas Sa	-	-	-	2
Generadora De Occidente Ltda	-	-	1	10
Generadora Montecristo Sa	-	-	1	8
Transmisora De Energia Renovable Sa	-	-	-	1
3Sun Srl	-	234	-	-
Enel Green Power Solar Energy Srl	-	40	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	-	12	-	2
Enel Green Power Finale Emilia Srl	15	-	-	1
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	-	-	(1)
Marte S.R.L.	-	8	-	-
Egg Bioenergy Srl	-	4	-	-
Energia Eolica Srl	1	3	1	2
Enerlive Srl	-	5	-	-
Maicor Wind Srl	-	7	-	1
Powercrop Macchiareddu Srl	52	-	-	1
Powercrop Srl	53	-	-	1
Bioenergy Casei Gerola Srl	1	-	-	-
Enel Green Power Africa S.R.L.	-	1	-	-
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	-	-	-	17
Enel Green Power Panama Sa	-	-	-	21
Enel Green Power Perù Sa	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc	-	-	-	14
Enel Green Power Uruguay Sa	-	-	-	1
Enel Green Power Rsa (Pty) Ltd	-	-	-	13
Totale	122	314	3	135
Società del Gruppo Enel				
Enel Finance International Nv	4	3.483	27	-
Enel Trade Spa	3	112	118	-
Totale	7	3.595	145	-
TOTALE	133	4.070	214	177

Parti correlate esterne al Gruppo Enel

In quanto operatore nel campo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili Enel Green Power vende energia elettrica e usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista del Gruppo Enel SpA).

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente:

- > Gestore dei Mercati Energetici SpA;
- > Gestore dei Servizi Energetici SpA;
- > Terna SpA.

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
al 31.12.2018			2018		2018	
Parti correlate esterne al Gruppo Enel						
GME SpA	-	-	28	1	749	-
GSE SpA	92	62	-	2	4	241
Terna Spa	-	-	9	-	5	-
Totale	92	62	37	3	758	241

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
al 31.12.2017			2017		2017	
Parti correlate esterne al Gruppo Enel						
GME SpA	-	-	35	2	569	1
GSE SpA	76	66	-	2	4	267
Terna Spa	-	-	4	-	19	-
Totale	76	66	39	4	592	268

50. Compensi degli Amministratori e dei Sindaci

I compensi degli Amministratori e dei Sindaci, pari a 75 migliaia di euro, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei Sindaci; gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono alcun compenso.

Si evidenzia che nell'ambito della Società, conformemente alle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state predisposte le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza procedurale si prevede che, in presenza di operazioni con parti correlate, gli amministratori che hanno un interesse (anche potenziale o indiretto) nell'operazione:

- informino tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa l'esistenza di tale interesse, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata;
- si allontanino dalla riunione consiliare al momento della deliberazione, ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo.

Inoltre, in tali casi le deliberazioni consiliari provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza dell'operazione.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale – al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione – si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto dell'operazione stessa e per lo svolgimento dell'attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

51. Altri impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2018	al 31.12.2017	2018-2017
Fidejussioni e garanzie prestate a:	322	11.689	(11.367)
- terzi	322	26	296
- imprese controllate	-	11.663	(11.663)
Impegni assunti:	523	620	(97)
- forniture e prestazioni	523	620	(97)
Totale	845	12.309	(11.464)

52. Attività e passività potenziali

Ministero dell'Ambiente contro Enel Green Power S.p.A.

In data 18 febbraio 2014, EGP ha ricevuto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (il "Ministero") un atto di citazione volto ad ottenere il risarcimento dei danni all'ambiente a causa del mancato rilascio da parte degli impianti proprietà oggi di EGP del c.d. Deflusso Minimo Vitale del fiume Piave nel periodo 2002-2004.

La domanda di risarcimento è stata formulata genericamente in circa 13 milioni di euro.

La causa è stata promossa anche contro la società Enel Produzione S.p.A., proprietaria di alcuni asset idroelettrici che attingono acqua dal medesimo fiume Piave, nonché nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Green Power ed Enel Produzione che, all'epoca dei fatti, si erano succeduti nella qualità di Responsabili dell'esercizio e manutenzione delle Centrali idroelettriche interessate.

Nei confronti di tali dipendenti era stato promosso anche un giudizio penale che si è concluso nel maggio del 2013 con l'assoluzione di tutti gli imputati da parte della Corte di Appello di Venezia.

All'udienza del 4 luglio 2014 il Tribunale ha rinviato la causa al 9 gennaio 2015 per adempimenti relativi alla notifica degli atti.

A seguito della costituzione in giudizio di uno dei dipendenti di EGP il Tribunale Civile di Venezia ha accolto la richiesta di chiamata in giudizio della compagnia assicurativa del Gruppo Enel ed ha rinviato la prima udienza di comparizione delle parti al 10 aprile 2015. Con ordinanza del 2 novembre 2015 il Tribunale, sciogliendo la riserva assunta all'udienza di ammissione di mezzi istruttori, ha disposto il rinvio della causa per la precisazione delle conclusioni al 18 novembre 2016. Le parti hanno ritualmente depositato comparse conclusionali e memorie di replica.

La causa è stata trattenuta in decisione all'udienza senza alcuna istruttoria, ritenendo il Giudice rilevanti ed utilizzabili le prove acquisite nel procedimento penale e senza alcuna pronuncia sulle eccezioni preliminari.

Successivamente, con ordinanza del 2017 il Giudice rimetteva la causa in istruttoria e disponeva consulenza tecnica di ufficio. Il termine per il deposito dell'elaborato definitivo è stato fissato inizialmente all'11.09.2018 e poi prorogato al 24.01.2019. La depositata CTU ha ravvisato, dalla disamina dei dati, l'esistenza di un danno attribuito per il 22,48% (€ 11.451,92) ai piccoli impianti (di pertinenza di EGP) e per il restante 77,52 % (€ 39.485,33) ai grandi impianti (di pertinenza EP), pertanto il danno ambientale da mancata produzione di valore ittico è stato quantificato in € 50.937,25 per tutto il periodo di mancato rilascio del DMV (febbraio 2002 – aprile 2004); una cifra notevolmente più bassa rispetto all'avanzata richiesta da parte del Ministero di 13 milioni di euro a titolo di risarcimento del danno.

All'udienza del 24 gennaio 2019, il giudice ha rinviato all'udienza del prossimo 6 giugno per precisare le conclusioni, invitando le parti a tentare un componimento bonario della controversia e a tal fine si sta predisponendo un'ipotesi di soluzione transattiva da discutere con l'Amministrazione parte attrice del presente giudizio.

Bagnore 3

Nel mese di marzo 2015 il Forum Ambientalista ha presentato ricorso al TAR Toscana nei confronti della Determinazione Dirigenziale con la quale la Provincia di Grosseto ha rilasciato ad EGP l'Autorizzazione Unica Ambientale relativa al rinnovo (ex artt. 269 e 281, co. 1, D.Lgs. 152/2006) dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera originate dall'attività della centrale geotermoelettrica denominata "Bagnore 3".

Il ricorso è accompagnato dalla richiesta di sospensione cautelare degli effetti dei provvedimenti impugnati.

Il TAR Toscana, con ordinanza del 17 aprile 2015, ha respinto la domanda cautelare di sospensione degli effetti della citata autorizzazione, condannando l'associazione ricorrente anche al pagamento delle spese di giudizio.

A seguito dell'istanza di prelievo depositata dal Forum Ambientalista il TAR Toscana ha fissato per il 27 giugno 2017 l'udienza di discussione del ricorso.

Con sentenza n. 914/2017 pubblicata il 10 luglio 2017 il TAR Toscana ha respinto il ricorso presentato dal Forum Ambientalista avverso il provvedimento di rinnovo dell'autorizzazione alle emissioni di Bagnore 3.

Si ricorda, con riferimento alla centrale di Bagnore 4 ubicata in zona limitrofa alla precedente, che, con sentenza del 26 maggio 2015, il Consiglio di Stato ha dichiarato improcedibili gli appelli proposti dal WWF, Forum Ambientalista e Italia Nostra per l'annullamento della delibera della Giunta della Regione Toscana con cui è stata dato giudizio positivo alla valutazione di impatto ambientale (VIA) relativa alla costruzione ed esercizio della centrale geotermica Bagnore 4 nonché della connessa e successiva Autorizzazione Unica rilasciata dalla Regione Toscana.

Lo scorso 7 febbraio 2018, è stato notificato ad Enel Green Power S.p.A. il ricorso in appello avverso la sentenza del TAR n. 914/2017 citata in precedenza. La società si è ritualmente costituita in giudizio. Siamo in attesa che venga fissata la sezione che lo istruirà e l'udienza di discussione.

San Vito dei Normanni

In relazione al progetto eolico denominato San Vito dei Normanni, progetto che non verrà realizzato, è pendente davanti al Tribunale di Brindisi un procedimento penale in cui sono coinvolti, tra gli altri un ex dirigente Enel ed un dirigente Enel.

L'accusa contesta la cooperazione nel delitto colposo (art. 113 cp); la lottizzazione abusiva di terreni a scopo edilizio (art. 44 lett. C) DPR 380/01) e l'esecuzione di lavori senza la prescritta autorizzazione o in difformità di essa (art. 181 D. Lgs. 42/2004).

In particolare secondo la tesi della pubblica accusa: a) le opere realizzate sarebbero difformi da quelle autorizzate per divergenza tra il progetto autorizzato e i lavori eseguiti (posizionamento aereogeneratori in posizione differente dalle coordinate geo referenziate); b) l'Autorizzazione Unica sarebbe inefficace poiché i lavori sono iniziati oltre il termine di validità della stessa; c) l'Autorizzazione Unica sarebbe stata resa in violazione di specifiche disposizioni di legge in materia edilizia-paesaggistico-ambientale.

All'udienza del 24 gennaio, alcuni soggetti si sono costituiti parti civili, tra i quali il suddetto Comitato e il Comune di San Vito dei Normanni. Sulla fondatezza di tali costituzioni di parte civile il Giudice si è riservato di pronunciarsi in sede dibattimentale. EGP è stata, inoltre, citata quale responsabile civile dal Comune di San Vito dei Normanni con atto notificato in data 14 febbraio 2017. Infine, nello spirito di più ampia collaborazione che la Società ha manifestato nella vicenda de qua, a seguito del ritiro dell'A.U. (conseguente alla sentenza resa dal Consiglio di Stato) con richiesta di ripristino da parte della Regione Puglia, Enel Green Power si è immediatamente attivata presso i competenti uffici comunali al fine di richiedere le necessarie autorizzazioni per la riduzione in pristino dello stato dei luoghi, riportandoli alla situazione ante operam.

Pertanto, ottenuto in data 02.02.2017 dal Comune di San Vito dei Normanni il permesso di costruire in sanatoria, si è dato corso al ripristino dei luoghi, che la Società ha ultimato come da dichiarazione fine lavori presentata al Comune di San Vito dei Normanni, e da questo asseverata, il 22 settembre 2017.

Conseguentemente, è stata presentata istanza di dissequestro al PM il quale, esprimendo parere favorevole all'accoglimento della stessa, ha trasmesso gli atti al Giudice. Si precisa che quest'ultimo ha accolto l'istanza con provvedimento del 15 dicembre 2017.

Attualmente è in corso l'istruttoria dibattimentale. Si è concluso l'esame dei testi del Pubblico Ministero ed è in corso l'esame dei testi della difesa. La prossima udienza è fissata per il 7 marzo p.v., in cui saranno sentiti i testi della difesa Pecere, della difesa Coluccia e inizio testi difesa Cavallo.

Oasi Ripabianca

In data 14 luglio 2017, è stato notificato a Enel Green Power S.p.A. il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del d.lgs. n.231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. Il relativo procedimento è stato avviato per la presunta commissione da parte di un procuratore della Società, nell'interesse della stessa, del reato di distruzione di habitat naturale in un sito protetto. Il procedimento risulta riunito ad un altro autonomo procedimento che, in parallelo, pende a carico dello stesso procuratore e di altri due imputati per le stesse ipotizzate violazioni.

Il Giudice ha fissato le date per le udienze di escussione dei testi.

Ilesa Costruzioni s.r.l.

Con atto di citazione notificato in data 19 aprile 2018, la ILESA Costruzioni s.r.l., in persona del l.r.p.t., in proprio e nella qualità di rappresentante processuale della ILESA Guatemala sa, ha convenuto in giudizio, avanti al Tribunale di Roma, un Dirigente di Enel Green Power S.p.A., nonché la stessa Enel Green Power S.p.A., affinché il Tribunale adito:

- Accerti e dichiarino la responsabilità ex art. 2043 c.c. del Dirigente o, per esso, di Enel Green Power S.p.A. in persona del suo l.r.p.t.- quest'ultimo anche a titolo di responsabilità ex art. 2049 c.c.- e per l'effetto condanni i convenuti, ciascuno per quanto di rispettiva competenza, al risarcimento del danno patrimoniale nei confronti di ILESA Costruzioni s.r.l. per la complessiva somma di € 2.970.141,15, a titolo di mancato guadagno, oltre al danno non patrimoniale per la complessiva somma di € 300.000,00.

La prima udienza si è tenuta il 12 dicembre scorso, durante la quale le parti hanno discusso sull'eccezione preliminare di difetto di giurisdizione e sull'istanza di sospensione del procedimento fino all'esito dell'arbitrato pendente sul medesimo oggetto.

Ilesa ha chiesto la fissazione di termini per depositare note autorizzate su tali questioni.

Il giudice ha chiesto all'attrice di esporre direttamente in udienza le proprie contestazioni.

L'attrice ha insistito sulla non applicabilità della clausola arbitrale all'azione contro EGP ed il Dirigente e sulla differenza tra l'azione extracontrattuale proposta nel presente giudizio e quella contrattuale proposta nell'arbitrato in Guatemala.

EGP e il Dirigente hanno replicato a tutte le contestazioni avversarie e hanno chiesto di decidere sull'eccezione e sull'istanza preliminare e, in via subordinata, di fissare i termini per le memorie istruttorie ai sensi dell'art. 183 c.p.c.

Il Giudice si è riservato su tutto.

MIP S.r.l.

EGP ha proposto appello avverso la sentenza n. 656/2018 con la quale il Tribunale di Nola, pronunciando sulla richiesta di risarcimento danni a seguito di incendio del 22.04.2011 avanzata dalla Società MIP S.r.l. nel 2013, che ha visto coinvolti alcuni capannoni siti nel CIS di Nola sui quali EGP stava eseguendo, tramite ditte appaltatrici, lavori di

installazione di pannelli fotovoltaici, ha condannato Enel Green Power S.p.A. al pagamento di € 674.222,27 oltre interessi, nei confronti di MIP S.r.l. ed € 52.224,00 oltre interessi e rivalutazione monetaria nei confronti di DB.F, intervenuta nel medesimo giudizio incardinata dall'altra società attrice.

In sede di costituzione in grado di Appello, MIP ha proposto appello incidentale chiedendo la riforma della sentenza di primo grado nella parte in cui è stata rigettata la sua domanda al risarcimento di ulteriori danni, nella misura di € 2.588.428,59 così determinati:

- a) € 157.761,00 a titolo di mancata percezione dei canoni di sublocazione del modulo 734, per il periodo da maggio 2011 al marzo 2013;
- b) € 706.668,90 per i canoni di locazione che MIP avrebbe ricevuto da GGM sino alla scadenza naturale del contratto inter partes;
- c) € 236.621,17 per il mancato godimento dei moduli 731 e 734 (commisurato a quanto corrisposto da MIP a CIS per canoni di contratto di leasing e sub mutuo);
- d) € 162.000,00 quale differenza tra il canone di sublocazione versato dalla Musto Giuseppe S.r.l. e quanto corrisposto per il medesimo modulo dalla GGM s.r.l.;
- e) € 127.381,89 per la mancata percezione dei canoni di locazione del modulo 731, nel periodo da maggio 2013 a dicembre 2014 data in cui la GGM ha sottoscritto il contratto di sublocazione per il modulo già sublocato a Musto Giuseppe SRL;
- f) € 997.000,00 quale differenza tra il corrispettivo pattuito per la cessione del modulo 732 nel 2012 e quanto contrattualizzato nel contratto preliminare del 5 dicembre 2017 ed € 200.995,63, quale danno da perdita di chance (interessi) sulla somma disponibile;

MIP ha inoltre chiesto il danno dovuto per la svalutazione dei moduli 731 e 734, come da accertarsi all'esito di CTU.

DB.F. Soc. Cap Srl non si è costituita.

All'udienza del 20.11.18 la Corte non si è pronunciata sulla richiesta di CTU formulata sia da EGP per ottenere una riduzione delle somme riconosciute in primo grado, sia da MIP per la richiesta degli ulteriori danni non liquidati dal Tribunale ed ha rinviato la causa per la precisazione delle conclusioni al 9 giugno 2020.

Contenziosi Enel.si

In riferimento alla controversia tributaria sorta in merito all'applicazione dell'aliquota IVA agevolata del 10% sugli acquisti e sulle importazioni di pannelli fotovoltaici, si illustra di seguito lo status del contenzioso pendente in capo a Enel.Si nei confronti dell'Agenzia delle Dogane di Piacenza, dell'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale del Lazio e dell'Agenzia delle Dogane di Roma.

Enel.Si ha effettuato, presso la Dogana di Piacenza, negli anni dal 2007 al 2012, importazioni di pannelli fotovoltaici assolvendo l'IVA mediante applicazione dell'aliquota agevolata del 10%, prevista, per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, al n. 127-quinquies della Tabella A – Parte Terza allegata al D.P.R. n. 633/1972.

L'Agenzia delle Dogane di Piacenza, a seguito dell'attività di revisione delle bollette doganali d'importazione di pannelli fotovoltaici, svolta ai sensi degli artt. 78, par. II, del Reg. CEE n. 2973/1992 e 11 del D.Lgs. n.374/1990, ha notificato ad Enel.Si n. 4 atti di irrogazioni sanzioni IVA nei confronti dello spedizioniere Bertola per circa 8,7 milioni di euro, contrattualmente poste a carico di Enel.Si. Con i predetti atti è stata contestata l'applicazione dell'aliquota IVA agevolata del 10% nel presupposto che il pannello fotovoltaico non possa essere considerato un impianto di

produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica bensì un bene finito. Gli atti di revisione sono stati tutti impugnati presso la Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza che si è pronunciata a favore della Società. Avverso tali pronunzie l'Agenzia ha promosso appello presso la Commissione Tributaria Regionale di Bologna, anch'esso rigettato con sentenze nr. 1576/2014/14 e 869/2016. L'Agenzia ha infine promosso, sulle predette sentenze, ricorso presso la Corte di Cassazione, giudizio ancora pendente; la Società si è regolarmente costituita in giudizio.

Nel mese di aprile 2012 la Guardia di Finanza – Nucleo di Polizia Tributaria di Roma (Sezione Dogane e Iva Intracomunitaria) ha aperto una verifica fiscale nei confronti della Società, avente principalmente ad oggetto il rispetto della normativa in materia doganale con riferimento agli acquisti, alle cessioni, alle importazioni ed alle esportazioni in ambito nazionale, UE ed extra-UE per gli esercizi 2007/2012 (sino al mese di aprile).

A fronte del verbale redatto dalla Guardia di Finanza a conclusione della predetta attività ispettiva, l'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale del Lazio –ha notificato ad Enel.Si 3 atti di contestazione di sanzioni per errata applicazione dell'aliquota IVA agevolata del 10% sull'acquisto dei pannelli fotovoltaici, atti riferiti alle annualità oggetto di verifica e del valore complessivo di 16,5 milioni di euro. Gli atti sono stati impugnati e per tutti e tre i ricorsi la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha emesso sentenza favorevole alla Società (sentenze n. 928/13/15, n. 3158/06/15 e 7960/32/15), dichiarando illegittimi i provvedimenti della DRE Lazio

L'Agenzia delle Entrate ha presentato appello presso la Commissione Tributaria Regionale del Lazio avverso le predette sentenze. La Commissione Tributaria Regionale ha rigettato due delle istanze di appello, con sentenze n. 4182/16 e 3744/16, accogliendo invece quella relativa alla sentenza n. 928/13/15. Avverso tale ultima decisione della Commissione Tributaria Regionale, assunta con sentenza n. 3919/02/16, la Società ha promosso ricorso in Cassazione; in ragione della stessa decisione, l'Agenzia delle Entrate ha attivato la riscossione delle sanzioni oggetto di contenzioso, mediante iscrizione a ruolo delle stesse. La società ha chiesto ed ottenuto, dalla Commissione Tributaria Regionale di Roma, la sospensione dell'efficacia esecutiva della citata sentenza n. 3919/02/16 previa prestazione di idonea garanzia, arrestando così l'attività di riscossione già avviata (complessivamente per euro 12.924.736,43). Con riferimento a tali sanzioni la società si è avvalsa poi della definizione agevolata (c.d. rottamazione delle cartelle esattoriali) prevista dall'art. 6 del D.L. 193/2016. La richiesta di definizione agevolata è stata accolta e perfezionata mediante pagamento di euro 1.547,21; in ragione di ciò la società ha conseguentemente presentato istanza di estinzione del ricorso in Cassazione avverso la sentenza n. 928/13/15, avente ad oggetto le sanzioni oggetto di definizione agevolata, con notizia dei fatti all'Agenzia, e sopraggiunta inefficacia della garanzia prestata.

Con riferimento invece alle sentenze n. 4182/16 e la n. 3744/16 l'Agenzia ha proposto ricorso presso la Suprema Corte giudizio ancora pendente per le quali la Società si è regolarmente costituita in giudizio.

A seguito del già citato verbale della Guardia di Finanza, la Dogana di Roma, con la revisione delle bollette doganali d'importazione di pannelli fotovoltaici effettuate presso la stessa, ha infine notificato ad Enel.Si un atto di irrogazione delle sanzioni, per complessivi 1,2 milioni di euro. L'atto unitamente agli avvisi di revisione, è stato impugnato presso la Commissione Provinciale di Roma; la Commissione ha emesso sentenza favorevole alla società (n. 15397/46/15). La predetta sentenza è stata impugnata dall'Agenzia presso la Commissione Tributaria Regionale che ha rigettato il ricorso con sentenza nr. 8709/13/18 depositata in data 10.12.2018. Il termine per l'impugnazione dinanzi alla Corte di Cassazione della sentenza di secondo grado, in assenza della notifica, scadrà decorsi sei mesi dalla data di deposito.

Enel. Si ritiene che l'applicazione dell'aliquota IVA al 10% è pienamente legittimata dalla risposta favorevole resa alla Società, nel corso del 2008, dall'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale del Lazio – a specifica istanza di interpello. La Direzione Regionale del Lazio ha, infatti, espressamente confermato l'applicabilità dell'aliquota IVA del 10%, sulla base di un accertamento tecnico reso dal Politecnico di Milano, allegato alla detta istanza, con il quale è stata espressamente riconosciuta al modulo fotovoltaico la natura di impianto di generazione di energia elettrica di piccola potenza e a bassa tensione. Ulteriore conferma della correttezza dell'operato della Società è data dalle citate sentenze favorevoli della Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza, della Commissione Tributaria Regionale di Bologna e della Commissione Tributaria Provinciale di Roma.

Tutto ciò considerato, anche alla luce dell'interpello e delle richiamate pronunce favorevoli delle Commissioni Tributarie, il rischio di soccombenza della Società connesso ai richiamati accertamenti allo stato deve considerarsi "remoto".

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

Si riportano i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

16 gennaio 2019 - EGP, tramite la sua controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda, ha siglato un accordo con la società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited per la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili, per una capacità complessiva di 540 MW.

I tre impianti brasiliani oggetto della cessione, tutti già in esercizio, sono i parchi solari di Nova Olinda (292 MW) e Lapa (158 MW), negli stati nordorientali di Piauí e Bahia, rispettivamente, oltre al parco eolico di Cristalândia (90 MW) sempre a Bahia.

In linea con il Piano strategico di Gruppo per il 2019-2021, questa operazione mira a massimizzare e accelerare la creazione di valore mediante una rotazione degli *asset*, liberando risorse che possano essere investite in nuovi progetti, mentre Enel continuerà le attività di *Operation and Maintenance* (O&M) sugli *asset* venduti. Il mercato delle rinnovabili brasiliano è ricco di opportunità per il Gruppo, che intende continuare a crescere nel Paese, anche finanziando i nuovi investimenti mediante il modello "*Build, Sell and Operate*" (BSO).

Si prevede che il *closing* della vendita dei tre impianti avvenga entro la fine del primo trimestre del 2019, al verificarsi di alcune condizioni sospensive, fra cui l'approvazione da parte delle autorità brasiliane per la concorrenza. Il corrispettivo della vendita è soggetto ad aggiustamenti in linea con le normali prassi di mercato per questo tipo di operazione. Il corrispettivo totale dell'operazione, da pagare al *closing*, è pari all'*enterprise value* degli impianti ed ammonta a circa 2,9 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 700 milioni di euro al tasso di cambio attuale.

14 marzo 2019 - EGP, ha annunciato che, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili EGPNA, ha perfezionato l'acquisto del 100% di sette impianti operativi da fonti rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners, LLC, una joint venture controllata al 50% da EGPNA e per il restante 50% da GE Capital's Energy Financial Services, il ramo di General Electric per gli investimenti nel settore energetico. Il corrispettivo totale pagato per l'operazione è pari a circa 256 milioni di dollari USA, a fronte di un *enterprise value* di circa 900 milioni di dollari USA.

Gli impianti oggetto dell'operazione, tutti gestiti da EGPNA, sono: Cove Fort, impianto geotermico da 25 MW, situato nello Utah; Salt Wells, impianto geotermico da 13,4 MW, situato nel Nevada; Stillwater, impianto geotermico-solare da 59,5 MW, situato nel Nevada; Cimarron Bend, parco eolico da 400 MW, situato nel Kansas; Lindahl, parco eolico da 150 MW, situato nel Nord Dakota; Sheldon Springs, impianto solare fotovoltaico da 2,4 MW, situato nel Vermont.

Questa operazione mira ad accrescere la capacità consolidata di Enel in un mercato chiave come gli Stati Uniti, ricavando più valore dalla proprietà del 100% degli impianti che utilizzano tecnologie strategiche nel settore delle rinnovabili.

14 marzo 2019 – Enel Green Power ha acquistato il 100% delle quote delle società Aero-Tanna S.r.l. in località Partanna, Contrada Magaggiari, in provincia di Trapani per un importo pari a 1,5 milioni di euro.

14 marzo 2019 – Enel Green Power ha acquistato il 100% delle quote delle società e WKN Basilicata Development Pe1 S.r.l per un importo pari a 1,9 milioni di euro.

27 marzo 2019 - Enel Green Power ha acquisito 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. In base all'accordo appena siglato venderemo al Gruppo Green Investment, parte della multinazionale australiana Macquarie, la Savion, società controllata al 100% da Tradewind, che dispone di una piattaforma di sviluppo di progetti solari e di storage da 6 GW. La finalizzazione dell'accordo con Macquarie è prevista a metà anno e, attualmente, è in attesa di approvazione regolamentare.

Grazie a questa cessione, genereremo rendimenti immediati su porzioni del portfolio acquisito, mantenendo la proprietà di circa 7 GW di progetti eolici. Con questa acquisizione strategica, saremo in grado di gestire tutti gli aspetti della catena del valore delle rinnovabili in Nord America, dallo sviluppo fino alla messa in funzione degli impianti, e integreremo le competenze di Tradewind nella nostra strategia di crescita nelle aree chiave di EGP, come l'eolico, il solare e lo storage.

Tradewind Energy, di cui siamo partner già dal 2006, ha realizzato con successo e messo in operazione circa 3,9 GW di energia rinnovabile sostenendo la nostra crescita nel mercato eolico statunitense. Grazie all'acquisizione di Tradewind, espanderemo ulteriormente la nostra presenza in Kansas, dove EGP è il maggiore operatore eolico con oltre 1,4 GW di energia eolica operativa.

54. Compensi alla Società di revisione

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2018 riconosciuti alla società di revisione EY Spa ed alle entità appartenenti al suo network a fronte di prestazione di servizi, sono riepilogati nella tabella che segue, redatta ai sensi dell'art. 2427 del Codice civile:

Migliaia di euro	2018
Revisione contabile	228
Revisione Conti annuali separati ai sensi della Delibera del 18 gennaio 2007, n. 11 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)	32
Servizi di attestazione	252
Totale	512

55. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali dell'ultimo bilancio di Enel Spa, che esercita attività di direzione e coordinamento su Enel Green Power Spa:

Enel SpA - Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2017

ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	41
Partecipazioni	42.811
Attività finanziarie non correnti	1.472
Altre attività non correnti	447
Totale	44.771
Attività correnti	
Crediti commerciali	237
Attività finanziarie correnti	4.461
Altre attività correnti	718
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.489
Totale	7.905
TOTALE ATTIVITA'	52.676
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	27.236
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	10.780
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	484
Passività finanziarie non correnti	2.270
Altre passività non correnti	12
Totale	13.546
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.051
Debiti commerciali	137
Passività finanziarie correnti	641
Altre passività correnti	2.065
Totale	11.894
TOTALE PASSIVITA'	25.440
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	52.676

Enel SpA - Conto Economico

Milioni di euro	2017
Ricavi	133
Costi	375
Proventi da partecipazioni	3.033
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(681)
Imposte	(160)
UTILE DELL'ESERCIZIO	2.270

Enel Green Power Spa

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita 125, 00198

Registro delle imprese di Roma

CF e PI 10236451000

Capitale Sociale i.v. 272.000.000 Euro

Direzione e coordinamento di Enel Spa

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 della Enel Green Power S.p.A., società appartenente al Gruppo Enel e operante sotto la direzione e coordinamento di Enel S.p.A.. Relazione redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del codice civile.

Al Socio Unico.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle "Norme di comportamento del Collegio Sindacale – Principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate" emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

▪ ***Conoscenza della Società e valutazione dei rischi***

Dato atto della conoscenza che il Collegio Sindacale ha in merito alla tipologia dell'attività svolta e alla struttura organizzativa e contabile, tenendo conto delle dimensioni e delle problematiche della Società, si conferma che la pianificazione dell'attività di vigilanza è stata attuata mediante il positivo riscontro di quanto già conosciuto ed in base alle informazioni acquisite nel tempo.

È quindi possibile confermare che:

- l'attività tipica svolta dalla Società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto dall'oggetto sociale;*
- l'assetto organizzativo è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al precedente esercizio anche tenuto conto delle operazioni straordinarie deliberate nel corso dell'esercizio;*
- la Società ha operato nel 2018 in termini confrontabili con gli esercizi*



precedenti e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dei precedenti esercizi.

La presente relazione riassume quindi l'attività concernente l'informativa prevista dall'articolo 2429, comma 2, c.c. e più precisamente:

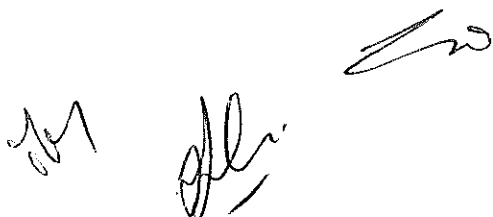
- sui risultati dell'esercizio sociale;*
- sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla legge;*
- sulle osservazioni e sulle proposte in ordine al bilancio;*
- sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei Soci di cui all'articolo 2408 c.c..*

Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio, nel corso del quale sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'articolo 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali.

▪ Attività svolte

Durante le verifiche periodiche, il Collegio Sindacale ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla Società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale della Società e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze postulate dall'andamento della gestione. I rapporti con le persone operanti nella citata struttura – Amministratori e Responsabili di Funzione – si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno

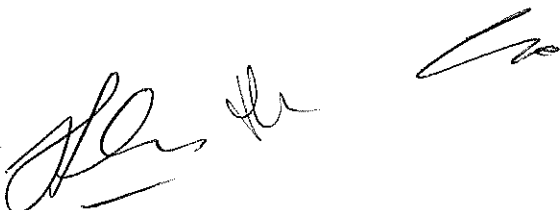


affidati.

Le informazioni richieste dall'articolo 2381, comma 5, c.c., sono state fornite dall'Amministratore Delegato con periodicità in occasione delle riunioni programmate del Consiglio di Amministrazione.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai Soci e dal Consiglio di Amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società;*
- le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei Soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione ed in genere nei Sistemi di Gestione per la Prevenzione della Corruzione, nella Politica sui Diritti Umani, nel Regolamento Generale sulla Protezione dei Dati UE n. 2016/679 e nel Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001), né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di*

The block contains three handwritten signatures in black ink. The first signature on the left is a cursive name, possibly 'G. Rossi'. The second signature in the middle is a stylized signature. The third signature on the right is a simple, horizontal line.

gestione. Risulta operante presso la Società l'organo collegiale denominato "Funzione di Conformità" al quale è stato conferito il compito di assicurare la conformità ed il rispetto delle prescrizioni in materia di "prevenzione della corruzione". Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della EY S.p.A., soggetto incaricato della revisione legale dei conti, e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione. Con riguardo alla società di revisione, è stata verificata la sussistenza delle condizioni previste dall'articolo 8 dell'Accordo Quadro stipulato con Enel S.p.A. (in merito alla revisione dei corrispettivi) e dalla vigente procedura aziendale in relazione alla integrazione dei compensi dovuti alla EY S.p.A. per eventi non preventivati collegati alle attività di revisione legale del bilancio di esercizio e ad altre attività di verifica addizionali. Si sono svolti incontri con il Responsabile della Funzione Internal Audit e con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;

- nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;
- non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- nel corso dell'esercizio non è stato richiesto al Collegio Sindacale il rilascio di pareri previsti dalla legge.

▪ **Osservazioni e proposte in ordine al bilancio ed alla sua approvazione**

La Società, optando per l'esenzione da consolidamento prevista dal paragrafo



4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato viene redatto da Enel S.p.A., di cui Enel Green Power S.p.A. è controllata.

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 di Enel Green Power S.p.A. è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione, è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento - definiti quali "IFRS/EU" - ed è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento. Il bilancio è corredato dalla Relazione sulla Gestione predisposta secondo quanto previsto dall'articolo 2428 del codice civile.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

La revisione legale è affidata alla EY S.p.A. che ha predisposto la propria relazione ex art. 14 D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, relazione che non evidenzia rilievi - anche con riferimento alla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio e alla conformità della stessa alle norme di legge - per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

È stato esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale vengono fornite ancora le seguenti ulteriori informazioni:

- i criteri di valutazione delle poste dell'attivo e del passivo sono stati controllati e non sono risultati sostanzialmente diversi da quelli adottati negli esercizi precedenti;*



- è stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, alla sua generale conformità alla legge ed ai principi contabili di riferimento in relazione alla sua formazione e struttura; a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;
- è stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla Gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;
- è stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del Collegio Sindacale ed a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;
- è stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nelle Note di Commento, nelle quali sono stati evidenziati, tra l'altro, i rapporti con le parti correlate, gli impegni contrattuali e le garanzie, la gestione dei rischi ("risk management"), le attività e passività potenziali, l'informativa sulle erogazioni pubbliche ai sensi della L. 124/2017, i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, nonché i dati dell'ultimo bilancio approvato dalla società capogruppo (Enel S.p.A.) che esercita l'attività di direzione e coordinamento.

▪ **Conclusioni**

Considerando le risultanze dell'attività svolta dalla EY S.p.A. - soggetto incaricato della revisione legale dei conti - contenute nella relazione di revisione del bilancio, sulla base di quanto sopra esposto e per quanto è stato portato a conoscenza del Collegio Sindacale ed è stato riscontrato dai controlli periodici

The image shows three handwritten signatures in black ink. One is on the left, one is in the middle, and one is on the right, all appearing to be cursive and somewhat stylized.

svolti, si ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 così come è stato redatto e Vi è stato proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il Collegio Sindacale propone all'Assemblea di approvare il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 237.378.826,38.

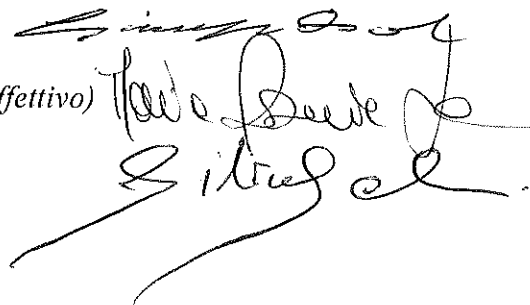
Roma, 2 aprile 2019

Il Collegio Sindacale

Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)

Dott.ssa Maria Rosaria Leccese (Sindaco Effettivo)

Dott. Silvio Salini (Sindaco Effettivo)



Enel Green Power S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018

**Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell' art.14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'Azionista unico della
Enel Green Power S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2018, 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 2018, 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.

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.

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 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;
- 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 ai 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.

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

Gli amministratori della Enel Green Power S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2018, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua 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 con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2018 ed è redatta 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, 2 aprile 2019

EY S.p.A.

Paolo Pambuffetti
(Socio)