



Relazione e Bilancio di esercizio di Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2017

Indice

Organi sociali	3
Assetto dei poteri	4
Relazione sulla gestione	5
Attività di Enel Green Power Spa	6
Sintesi dei risultati	7
Il contesto economico energetico nel 2017	10
I mercati dell'energia elettrica	13
Fatti di rilievo del 2017	18
Andamento operativo	23
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario	27
Prevedibile evoluzione della gestione	34
La sostenibilità in Enel Green Power	35
Risorse umane e organizzazione	39
Corporate Governance	43
Altre informazioni	46
Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	47
Bilancio di esercizio	48
Prospetti contabili	49
Note di commento	55
Informativa sulle parti correlate	123
Compensi degli Amministratori e dei Sindaci	131
Altri impegni contrattuali e garanzie	132
Attività e passività potenziali	132
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio	136
Compensi alla Società di revisione	137
Attività di direzione e coordinamento	138
Relazione del Collegio Sindacale	140
Relazione della Società di revisione	147

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione	Presidente Alberto De Paoli ¹	Amministratore delegato Antonio Cammisecra ²
	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. In particolare, in tale data il dott. Giuseppe Ascoli è stato nominato Presidente del Collegio Sindacale in luogo del Prof. Franco Fontana e si è proceduto a nominare un nuovo componente il Collegio Sindacale, dott. Silvio Salini. Il numero dei Sindaci supplenti, inoltre, è stato ridotto da tre a due.

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 Spa, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione ed in particolare sull'adeguatezza della struttura organizzativa, amministrativa e contabile adottata 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.

Relazione sulla gestione

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 ed operativi al 31 dicembre 2017 confrontati con i corrispondenti valori dell'esercizio 2016.

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

Per ulteriori analisi si rinvia al paragrafo “*Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario*” in cui sono riportati gli schemi di bilancio riclassificati del 2017 confrontati con quelli del corrispondente periodo del 2016 e le definizioni dei principali indicatori di *performance*.

Dati economici

Milioni di euro			
DATI ECONOMICI	2017	2016	2017-2016
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.023	1.049	(26)
Margine operativo lordo	402	520	(118)
Utile operativo	53	142	(89)
Utile dell'esercizio	58	50	8

I “*Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value*”, pari a 1.023 milioni di euro (1.049 milioni di euro nel 2016), registrano un decremento di 26 milioni di euro (2,5%) dovuto sostanzialmente alla riduzione dei contributi per energia prodotta da impianti rinnovabili a seguito della scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti geotermici e idroelettrici (39 milioni di euro) e ai maggiori oneri da contratti su gestione *commodity* (114 milioni di euro), dovuti all'incremento del prezzo medio dell'energia di borsa che ha comportato, inoltre, maggiori ricavi per energia venduta (77 milioni di euro) pur in presenza di minori quantità di energia prodotta e venduta (881 GWh).

Si evidenziano, inoltre, l'aumento degli altri ricavi (50 milioni di euro) sostanzialmente per le attività di manutenzione effettuata dalla società sugli impianti idroelettrici di proprietà di Enel Produzione, a far data dalla cessione del ramo Hydro da Enel Produzione ad Enel Green Power, avvenuta il 1° ottobre 2017.

Il “*Margine operativo lordo*” si attesta a 402 milioni di euro, registrando un decremento di 118 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (520 milioni di euro nel 2016), riconducibile oltre che al citato decremento dei ricavi, all'incremento dei costi per 92 milioni di euro relativo sostanzialmente ai maggiori costi per servizi, materiali e altri costi operativi (41 milioni di euro), costi del personale (35 milioni di euro) e costi per acquisto energia (14 milioni di euro) principalmente per consumi ausiliari.

L’“*Utile operativo*”, pari a 53 milioni di euro, registra un decremento di 89 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (142 milioni di euro nel 2016) a fronte del citato decremento del margine operativo lordo e dei minori ammortamenti e perdite di valore per 29 milioni di euro (pari a 349 milioni di euro nel 2017 e 378 milioni di euro nel 2016) derivante principalmente dalle minori svalutazioni delle partecipazioni effettuate nel 2017 (55 milioni di euro nel 2017 e 87 milioni di euro nel 2016).

L'esercizio 2017 chiude con un “*Utile dell'esercizio*” pari a 58 milioni di euro, in incremento di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (50 milioni di euro nel 2016). Il decremento dell'utile operativo è stato infatti parzialmente compensato dai maggiori proventi finanziari netti (85 milioni di euro) rilevati principalmente a fronte delle maggiori garanzie prestate da EGP alle società controllate estere (68 milioni di euro) e dell'aumento dei dividendi percepiti dalle società partecipate (29 milioni di euro).

L'incremento dell'utile di esercizio beneficia inoltre delle minori imposte sul reddito dell'esercizio che passano da 74 milioni di euro nel 2016 a 62 milioni di euro nel 2017 con un'incidenza sul risultato ante imposte del 52% a fronte di un'incidenza del 59% nell'esercizio precedente. La differenza è dovuta in parte alla riduzione della aliquota IRES (passata dal 27,50% al 24%), in parte alla minore incidenza di costi indeducibili (tra cui *l'impairment* sulle partecipazioni per 55 milioni di euro).

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro			
DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Capitale investito netto	10.701	9.613	1.088
Indebitamento finanziario netto	4.100	3.003	1.097
Patrimonio netto	6.601	6.610	(9)
Flusso di cassa da attività operativa	153	1.074	(921)
Investimenti	215	259	(44)

Il "*Capitale investito netto*", pari a 10.701 milioni di euro (9.613 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 1.088 milioni di euro principalmente per l'aumento delle *Attività immobilizzate nette* di 819 milioni di euro (10.373 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 9.554 milioni di euro al 31 dicembre 2016), *del Capitale circolante netto* di 252 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 80 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e per la rilevazione delle *Attività nette classificate come possedute per la vendita* di 72 milioni di euro (non presenti al 31 dicembre 2016).

In particolare, l'aumento delle *Attività immobilizzate nette* riflette principalmente gli Equity Contribution versati alle società partecipate Enel Green Power Brasil (544 milioni di euro), Enel Green Power Development (254 milioni di euro) ed Enel Green Power Partecipazioni Speciali (17 milioni di euro) che ha comportato l'aumento del valore delle partecipazioni di 868 milioni di euro (5.842 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 4.974 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La variazione del *Capitale circolante netto* riflette sostanzialmente i seguenti fenomeni:

- l'aumento dei crediti commerciali di 162 milioni di euro (638 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 476 milioni di euro al 31 dicembre 2016), principalmente verso società del gruppo (156 milioni di euro) per la rilevazione di crediti verso Enel Produzione per le attività di manutenzione effettuate da EGP a seguito della cessione del ramo Large Hydro e per maggiori crediti per attività di management fee e service fee effettuata per le controllate italiane ed estere;
- la riduzione delle passività correnti nette di 162 milioni di euro (attività correnti nette pari a 5 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e passività correnti netti pari a 157 milioni di euro al 31 dicembre 2016) per il pagamento effettuato a marzo 2017 del debito verso Enel Finance International NV rilevato a seguito della fusione di EGP International BV in EGP;

La voce *Attività nette classificate come possedute per la vendita* si riferisce sostanzialmente al ramo oggetto del citato "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).

Il Capitale investito netto è coperto dal Patrimonio netto per 6.601 milioni di euro (6.610 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e dall'Indebitamento finanziario netto per 4.100 milioni di euro (3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, passa da 3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016 a 4.791 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (comprensivo dell'indebitamento afferente al ramo “Progetto Elqui Lato Italia” oggetto di scissione, pari a 690 milioni di euro), evidenzia un incremento di 1.787 milioni di euro determinato principalmente dal margine operativo lordo dell'esercizio, pari a 402 milioni di euro, e dagli investimenti in partecipazioni (1.687 milioni di euro) e in attività materiali e immateriali (complessivamente pari a 215 milioni di euro).

Il “*Patrimonio Netto*”, pari a 6.601 milioni di euro (6.610 milioni di euro al 31 dicembre 2016), è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (5.080 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (1.137 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (58 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente la rilevazione dell'utile dell'esercizio e la distribuzione dei dividendi a valere sull'esercizio 2016 (50 milioni di euro).

Il “*Flusso di cassa da attività operativa*” è stato pari a 153 milioni di euro, in decremento di 921 milioni di euro rispetto al 2016 (1.074 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa assorbito dalle altre attività/passività correnti e non correnti (787 milioni di euro) e dei debiti e crediti commerciali (106 milioni di euro).

Gli “*Investimenti*” nelle attività materiali e immateriali del 2017, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati, sono pari a 215 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad investimenti sugli impianti geotermici per 109 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2016) e sugli impianti idroelettrici per 55 milioni di euro (85 milioni di euro nel 2016) e si riducono di 45 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Dati operativi

DATI OPERATIVI	2017	2016	2017-2016
Capacità installata netta (MW) al 31.12	2.921	2.926	(5)
Produzione netta (milioni di KWh)	11.318	12.199	(881)
Dipendenti (unità) al 31 dicembre	3.646	2.258	1.388

La *capacità installata netta* al 31 dicembre 2017 è pari a 2.921 MW ed evidenzia un decremento di 5 MW rispetto al 31 dicembre 2016 (-0,2%). Il decremento è dovuto al decommissioning degli impianti eolici di Sclafagni Bagni e Caltavuturo (10MW), solo in parte compensato dall'incremento della capacità installata netta degli impianti della filiera idroelettrica (4 MW) a seguito dei rifacimenti degli impianti di Mignano Ca Barzizza, Barrea e Zevio, e Gora Molinara e Tessore, DMV San Giovanni Bianco, Isola Serafini e Pontecosi e degli impianti di biomassa (1 MW) riferibile sostanzialmente all'entrata in esercizio degli impianti di Montieri e Pomarance.

La *produzione di energia elettrica* complessiva del 2017 è stata pari a 11,3 TWh, con un decremento di 0,9 TWh (-7,2%). Il decremento della produzione di energia rispetto al 2016 deriva principalmente dalla minore produzione idroelettrica (688 GWh), eolica (118 GWh) e geotermica (74 GWh), sostanzialmente per la minore disponibilità della risorsa. In particolare, l'idraulicità del 2017 è stata di 0,78 contro i 0,97 del 2016.

La consistenza finale del personale al 31 dicembre 2017 è pari a 3.646 contro una consistenza finale dello stesso periodo 2016 pari a 2.258 unità. L'incremento pari a 1.388 dipendenti riflette principalmente l'acquisizione del ramo d'azienda Large Hydro avvenuto il primo ottobre del 2017.

Il contesto economico energetico nel 2017

Andamento economico

Il 2017 è stato un anno caratterizzato dal rafforzamento della ripresa globale e del commercio internazionale. Il processo di crescita è sempre più continuo e inclusivo, interessando sia le economie avanzate che quelle emergenti, favorito da fattori congiunturali e strutturali. La domanda globale è aumentata, spinta dalla crescita cinese e statunitense. La liquidità del sistema economico resta eccezionale, conseguenza delle politiche monetarie accomodanti delle maggiori banche centrali, attrici protagoniste nel panorama mondiale. Il sistema bancario è più solido, la fiducia in progressivo aumento e la volatilità dei mercati in diminuzione. Sebbene il quadro macroeconomico globale sia migliorato, persistono rischi di natura politica, legati a sentimenti indipendentisti e crisi internazionali, ed economica, per le fragilità irrisolte del sistema. Tra i primi ricordiamo le tensioni in Spagna, le trattative per la rinegoziazione del NAFTA e quelle relative alla Brexit, il peggioramento dei rapporti tra Stati Uniti e Corea del Nord. Gli esiti delle elezioni in vari paesi europei hanno, invece, ridotto l'instabilità politica in Europa. Tra i fattori strutturali è da sottolineare il rischio legato alla sostenibilità dei bilanci fiscali a fronte degli investimenti necessari per aumentare la produttività delle economie. Nel suddetto contesto le economie dei paesi di presenza di Enel Green Power sono cresciute, mostrandosi resilienti agli shock negativi che si sono susseguiti durante l'anno. Tra questi ricordiamo i cataclismi naturali come l'alluvione che ha colpito il Perù, la stagione degli uragani e il terremoto in Messico.

Gli Stati Uniti, ormai nella fase avanzata del proprio ciclo economico, hanno confermato il ritmo di crescita degli ultimi anni. A dicembre è stata approvata la nuova riforma fiscale che darà nuovo impulso all'economia, tuttavia permane l'incertezza legata all'orientamento protezionista mostrato dalla nuova amministrazione e più in generale a frizioni nei rapporti internazionali. Negli Stati Uniti il terzo trimestre ha visto un lieve miglioramento degli indicatori economici, il PIL è cresciuto del 2,3% nel terzo trimestre, rispetto al +2,2% del primo trimestre. Il trend è stato principalmente sostenuto dai consumi in beni e servizi, così come da una buona performance degli investimenti e dall'incremento della bilancia commerciale. I prezzi, nonostante la flessione nei mesi centrali del 2017, sono cresciuti del 2,1% su base annua, in linea con il target della banca centrale. La dinamica inflazionistica è stata sostenuta da condizioni del mercato del lavoro estremamente positive; in conseguenza di ciò, la Federal Reserve (Fed) ha ulteriormente ridotto la liquidità del sistema finanziario effettuando tre rialzi del tasso d'interesse primario e portandolo all'1,25%.

L'eurozona è cresciuta a ritmi superiori alle aspettative dei mercati. Nell'attesa di riforme strutturali che aiuterebbero a innalzare la produttività rendendo la crescita sostenibile, l'espansione nel 2017 è stata sostenuta dalla politica monetaria accomodante della Banca Centrale Europea (BCE) e dal dissiparsi delle tensioni e dei sentimenti antieuropeisti (e.g. elezioni olandesi, francesi, tedesche), che intaccavano il livello di fiducia del sistema economico. La pressione inflazionistica, è ancora eterogenea tra paesi e distante dal livello ottimale del 2%. Tuttavia le pressioni al rialzo nel corso del 2017 hanno indotto la BCE ad annunciare la possibile fine del quantitative easing.

Tra i paesi europei l'economia italiana, se saranno confermate le aspettative, crescerà al 1,5%, approssimativamente al tasso più alto dal 2010; l'espansione è stata alimentata dalla ripresa dei consumi, finanziata parzialmente dalla riduzione del risparmio preventivo delle famiglie. Il mercato del lavoro ha mostrato segnali di miglioramento: il tasso di disoccupazione, sebbene molto alto, è in diminuzione ed ha raggiunto il 10,8% a dicembre, il valore più basso dalla fine del 2012. I prezzi su base annua sono cresciuti a ritmi più sostenuti rispetto al 2016, raggiungendo il picco ad aprile (+1,9%), per poi rallentare gradualmente fino al minimo annuale a dicembre (0,9%).

La Spagna continua a crescere a ritmi superiori al 3% sostenuta da una dinamica dei consumi favorevole, che, come per l'Italia, è stata sostenuta riducendo il tasso di risparmio. La pressione inflazionistica è stata forte nel primo semestre con un valore medio pari al 2,4% su base annua, per poi ridursi nella seconda metà dell'anno portando la media annuale al

2%. Il picco della crisi in Catalogna sembra essere passato ed i rischi legati ad una possibile indipendenza della regione appaiono oggi ridimensionati rispetto a qualche mese fa.

Sul piano politico le elezioni in Olanda e soprattutto in Francia hanno avuto un esito positivo dal punto di vista della stabilità, che poteva risultare maggiormente minata da una forte ascesa dei movimenti nazionalisti. In Gran Bretagna il risultato delle elezioni ha aumentato i fattori di incertezza. Il 29 Marzo 2017 il primo ministro britannico Theresa May ha ufficialmente invocato l'articolo 50, ma le elezioni generali hanno mostrato un partito conservatore in calo di consensi e di forza, aumentando l'incertezza circa il processo di uscita dall'UE che non verrà definito prima dell'ultimo trimestre 2018.

Positiva la situazione economica anche in Russia, che conferma i segnali di miglioramento di fine 2016 e dei primi due trimestri del 2017, crescendo nel terzo trimestre al 2,5% su base annua; i contributi dei consumi e degli investimenti sono stati positivi, crescendo rispettivamente del 2,8% e del 4,8% rispetto allo stesso periodo del 2016. L'inflazione annuale è stata pari al 2,5%, ben al di sotto del target della banca centrale russa (4%), inducendo quest'ultima ad un ulteriore taglio del tasso d'interesse primario, portandolo al 7,8%.

In America Latina il contesto macroeconomico è stato disomogeneo, ma caratterizzato da un generale miglioramento rispetto all'anno precedente.

L'Argentina, dopo i tre trimestri di recessione del 2016, è tornata a crescere, registrando un +3,1% nel secondo e un +3,9% nel terzo trimestre. Le elezioni legislative argentine hanno visto il rafforzamento della coalizione guidata dal presidente Macri, favorendo la continuità politica e permettendo all'attuale coalizione di continuare con maggiore forza con il programma di riforme fiscali necessarie per aumentare il potenziale economico e ridurre le forti pressioni inflazionistiche. Anche il Brasile, dopo 12 trimestri di recessione, ha iniziato una graduale ripresa, crescendo al terzo trimestre del +1,4%. La diminuzione della pressione inflazionistica ha permesso alla banca centrale di aumentare il livello di liquidità supportando la ripresa, tuttavia l'instabilità politica potrebbe pesare sulla crescita potenziale del paese e ritardare il processo di riforme necessario.

L'economia cilena nel 2017 è cresciuta ad un ritmo più basso rispetto agli ultimi anni, penalizzata dagli importanti scioperi che hanno interessato il settore estrattivo. Tuttavia il tasso di crescita del terzo trimestre, pari al 2,2% su base annua, rappresenta un miglioramento rispetto ai trimestri precedenti. Anche qui, come in Brasile, l'inflazione è in continua diminuzione e ha consentito alla banca centrale di stimolare il sistema economico aumentandone la liquidità.

Per la Colombia il 2017 è stato un anno di transizione. Il tasso di crescita, più basso rispetto agli anni precedenti, è stato pari in media all'1,5% nei primi tre trimestri. La diversificazione resta una dei maggiori temi dell'economia colombiana, ancora estremamente legata al settore estrattivo e quindi esposta all'andamento di fattori congiunturali piuttosto che strutturali. In Perù il 2017 è stato segnato dall'alluvione del Niño che ha penalizzato la crescita nei primi trimestri dell'anno. Tuttavia, negli ultimi trimestri abbiamo assistito ad una ripresa del ritmo d'espansione (2,5% nel terzo trimestre) guidata dai consumi delle famiglie, dagli export e dagli investimenti pubblici.

Il Messico ha continuato a crescere a ritmi in linea con gli anni precedenti nei primi due trimestri, grazie ad una favorevole dinamica dei consumi nonostante la crescente pressione inflazionistica (6,8% su base annuale). Tuttavia i dati relativi al terzo trimestre registrano un PIL pari al +1,6% per la prima volta dal primo trimestre 2014 al di sotto del 2%. Il rallentamento è stato condizionato dalla frenata dei consumi e degli export.

La rinegoziazione degli accordi commerciali con Stati Uniti e Canada (accordi NAFTA), iniziata nel 2017 e che proseguirà nel 2018, ha rappresentato una delle maggiori fonti di volatilità per la valuta e di potenziale rischio per l'economia messicana.

Incremento annuo PIL in termini reali

%

	2017	2016
Italia	1,5	1,1
Spagna	3	3,3
Portogallo	2,6	1,5
Grecia	1,4	-0,3
Francia	1,9	1,1
Romania	6,7	4,8
Russia	1,6	-0,4
Brasile	1,0	-3,5
Cile	1,5	1,5
Colombia	1,5	2,0
Messico	2,2	2,7
Perù	2,7	4,1
Canada	3,0	1,4
USA	2,2	1,5

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

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	2017	2016	2017-2016
Italia	320.437	314.261	2,0%
Spagna	252.752	250.099	1,1%
Romania	64.016	62.707	2,1%
Russia (1)	795.690	781.110	1,9%
Slovacchia	30.973	30.103	2,9%
Argentina	136.700	137.278	-0,4%
Brasile	572.223	567.585	0,8%
Cile	73.682	72.958	1,0%
Colombia	66.861	66.150	1,1%

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i paesi mediterranei registrano un trend di crescita positivo della domanda elettrica, che rispecchiano sostanzialmente l'andamento del PIL. In particolare, l'Italia e la Spagna registrano un aumento rispettivamente del 2% e dell'1,1% (a fronte di una variazione positiva del PIL reale) soprattutto dovuto ad una forte richiesta di energia elettrica, rispetto allo scorso anno, nei mesi di Giugno e di Novembre. Anche in Romania la crescita della domanda elettrica registrata è stata del +2,1%.

Più contenuta invece la crescita nei Paesi dell'America Latina rispetto al 2016, con lievi incrementi per Brasile (+0,8%), Colombia (+1,1%) e Cile (+1,0%) e un tasso decrescente in Argentina (-0,4%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2017-2016	Prezzo medio peakload 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2017-2016
Italia	53,9	26,2%	61,8	28,2%
Spagna	52,2	31,8%	57,1	26,9%
Russia	17,2	11,7%	20,0	12,4%
Slovacchia	41,0	29,8%	56,1	39,9%
Brasile	84,3	160,9%	151,4	144,5%
Cile	52,4	-4,7%	126,2	-1,9%
Colombia	31,3	-63,9%	60,1	-75,5%

Fonte: Reuters

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

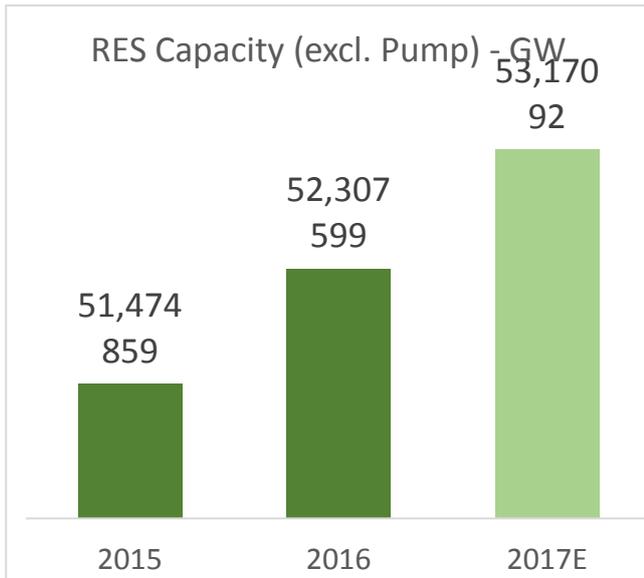
GWh	2017	2016	Variazioni	
Produzione netta:				
- Termoelettrica	199.500	190.771	8.729	4,6%
- Idroelettrica	37.530	43.785	(6.255)	-14,3%
- Eolica	17.492	17.523	(31)	-0,2%
- Geotermoelettrica	5.785	5.867	(82)	-1,4%
- Fotovoltaica	24.811	21.757	3.054	14,0%
Totale produzione netta	285.118	279.703	5.415	1,9%
Importazioni nette	37.760	37.026	734	2,0%
Energia immessa in rete	322.878	316.729	6.149	1,9%
Consumi per pompaggi	(2.441)	(2.468)	27	-1,1%
Energia richiesta sulla rete	320.437	314.261	6.176	2,0%

Fonte: Fonte dati - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2017).

Nel 2017 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (320.437GWh) risulta in aumento (+2,0%) rispetto al 2016. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'88,9% dalla produzione netta nazionale (al netto dei consumi per pompaggi) e per il restante 11,8% dalle importazioni nette, in linea con il 2016.

Le importazioni nette nel 2017 registrano un aumento di 734 milioni di kWh (+2%), per effetto delle minori esportazioni registrate nel 2017 rispetto al 2016 che aveva risentito delle tensioni sul mercato francese.

La produzione netta nel 2017 registra un incremento dell'1,9% (5.415 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 285.118 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da una minore idraulicità, è cresciuto il ricorso alla generazione da fonte termoelettrica (con un incremento pari a 8.729 milioni di kWh) in parte compensato dalla maggiore produzione da fonte solare per 3.054 milioni di kWh, conseguente al periodo di siccità che ha caratterizzato tutto il 2017.



Dati consuntivi fonte Terna
 Stima 2017 fonte Elemens

La capacità installata da fonte rinnovabile continua la sua crescita nel 2017 rispetto al 2016 attestandosi a circa 53,2 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.

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 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 prevedono 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 2017 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,122 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.

Decreto ministeriale “Isole Minori” del 14 febbraio 2017

Con Decreto del 14 febbraio 2017, il Ministero dello Sviluppo Economico 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.

Strategia Energetica Nazionale

Con Decreto del 10 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare hanno approvato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) nella quale vengono definite le linee di sviluppo energetico del Paese secondo i principi di competitività economica, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale.

In particolare, la SEN ha fissato, al 2030, un obiettivo sulle rinnovabili elettriche pari al 55% dei consumi complessivi che si dovrebbe tradurre in maggiore energia rinnovabile prodotta per 75 TWh.

La SEN ha previsto, per gli anni fino al 2020, di mantenere le aste competitive (*technology neutral*) quali meccanismi di sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Successivamente, lo sviluppo della capacità rinnovabile sarà legato alla stipula di *Power Purchase Agreement* (PPA), contratti di lungo periodo tra produttori e consumatori, eventualmente coadiuvati dall'intervento dello Stato, almeno in una fase iniziale, per permetterne l'avvio e lo sviluppo.

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 impegni 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.

Con la delibera n. 95/2015//eel l'Autorità ha proposto al MiSE di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 2018 e concludersi entro il 2021, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'Autorità, nella suddetta fase di prima attuazione non sarebbe prevista la partecipazione diretta delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. Nella fase di prima attuazione Terna procederebbe ad assegnare prodotti di durata annuale con orizzonte di pianificazione (periodo di anticipo tra lo svolgimento dell'asta e l'inizio della consegna dei prodotti assegnati) crescente nel tempo ed inferiore ai 4 anni; nella fase di piena attuazione è prevista la partecipazione esplicita delle risorse estere, l'orizzonte di pianificazione è quadriennale, mentre la durata dei prodotti rimane annuale. La disciplina del capacity market è sottoposta all'approvazione da parte del MiSE, previa notifica ed approvazione del meccanismo da parte della Commissione Europea.

A fine anno è stata avviata una fase di consultazione per la modifica di alcune caratteristiche del nuovo mercato della capacità.

In data 7 febbraio 2018 la Commissione Europea ha rilasciato parere favorevole al meccanismo italiano relativo al mercato della capacità fornendo precisazioni relative ad alcune caratteristiche del disegno di mercato.

Fatti di rilievo del 2017⁵

Si riportano di seguito i fatti di rilievo del 2017 di Enel Green Power Spa in Italia e all'estero dove opera per il tramite delle sue controllate.

31 maggio 2017 - EGP ha concluso l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Amec Foster Wheeler Power da Amec Foster Wheeler Italiana, titolare di due parchi eolici in Campania con capacità installata complessiva pari a 54,5 MW, per un corrispettivo pari a circa 10 milioni di euro. La società ha modificato la denominazione sociale in Enel Green Power Sannio Srl con effetto dal 6 giugno 2017

I due impianti si trovano nei comuni di Vallesaccarda (22,5 MW) e Scampitella (32 MW), in provincia di Avellino, sono in esercizio rispettivamente dal 2006 e dal 2008 e generano circa 90 GWh l'anno.

I 54,5 MW degli impianti acquisiti da EGP vanno ad aggiungersi ai circa 718 MW di capacità installata eolica attualmente gestita dalla società in Italia.

EGP e Amec Foster Wheeler Italiana hanno perfezionato l'operazione a seguito dell'accordo preliminare per la compravendita delle quote sottoscritto nel dicembre 2016.

27 settembre 2017 - EGP ha sottoscritto con Enel Produzione S.p.A. un contratto di acquisto in favore della Società stessa del ramo d'azienda relativo alle attività di manutenzione e di ingegneria degli impianti idroelettrici ("Ramo Hydro"), con decorrenza dal 1 ottobre 2017.

Il prezzo di cessione, tenuto conto delle attività e delle passività del ramo, è stato determinato in euro 100.000.

In particolare, il ramo d'azienda individuato è composto da: i) circa 1.373 dipendenti, ii) immobilizzazioni per circa 5,8 milioni di euro composte dall'officina di Terni, dalle attrezzature e dai mezzi speciali dedicati, iii) contratti passivi con terzi fornitori per l'attività complementare di manutenzione sugli impianti e di ingegneria, iv) contratti attivi con clienti terzi e società del Gruppo v) passività sostanzialmente connesse ai rapporti di lavoro (TFR, debiti diversi verso il personale, debiti verso Istituti Previdenziali, ferie e festività abolite, premi ed incentivazioni e altri debiti di natura diversa verso il personale) e altre passività correnti; vi) attività costituite, oltre che dagli asset sopra indicati, da rimanenze di magazzino, disponibilità liquide, crediti verso il personale e altre attività correnti.

15 novembre 2017 - EGP ha depositato il progetto di scissione del ramo "Progetto Elqui lato Italia" che prevede l'assegnazione in favore di Enel Holding Cile Srl (società di nuova costituzione interamente posseduta da Enel SpA) delle intere partecipazioni possedute in Hydromac Energy Srl società di diritto italiano e Enel Green Power Latina America (EGPLA) 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 ove ad oggi EGP è presente attraverso la propria sub-holding di paese (Enel Green Power Chile) detenuta indirettamente tramite Hydromac Energy Srl ed EGPLA. Tale scissione è da considerarsi uno step intermedio del più ampio Progetto che ha come obiettivo ultimo l'integrazione degli asset rinnovabili cileni dell'intero Gruppo Enel. L'implementazione del Progetto Elqui porterà vantaggi al Gruppo Enel per effetto della semplificazione della struttura aziendale e ad Enel Green Power che potrà così focalizzare la propria attività di fornitore di service - per il tramite di una NewCo appositamente costituita con sede in Cile - in favore di tutte le società del Gruppo che detengono asset rinnovabili in Sud America, consolidando pertanto la sua posizione di leadership in tale contesto.

Gli effetti reali della scissione si prevedono a partire dal 1° aprile 2018.

U.S.A.

31 marzo 2017 – EGP, tramite la propria controllata per le rinnovabili Enel Green Power North America, Inc. ("EGPNA"), ha avviato la produzione della centrale eolica Cimarron Bend da 400 MW situata nella Clark

⁵ Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

County in Kansas (Stati Uniti). Il parco eolico, la cui costruzione ha richiesto un investimento complessivo di circa 610 milioni di dollari USA, è di proprietà di EGPNA Renewable Energy Partners, LLC ("EGPNA REP"), una joint venture paritetica tra EGPNA e GE Energy Financial Services, unità di GE (NYSE GE).

L'energia e i crediti per l'energia rinnovabile di Cimarron Bend sono venduti nel quadro di due accordi di acquisto a lungo termine (PPA). Il primo PPA, con Google, è partito alla fine del 2016 con l'entrata in esercizio dei primi 200 MW. Il secondo è con il Kansas City Board of Public Utilities (BPU) e riguarda i 200 MW entrati in attività nel 2017.

18 aprile 2017 - EGP, attraverso la propria controllata EGPNA, ha avviato la costruzione negli Stati Uniti dell'impianto eolico di Red Dirt per una capacità installata totale di 300 MW.

L'investimento complessivo per la costruzione di Red Dirt ammonta a circa 420 milioni di dollari USA e rientra negli investimenti previsti dall'attuale piano strategico di Enel. Il parco eolico, di proprietà di Red Dirt Wind Project, LLC, società controllata da EGPNA, è stato realizzato nelle contee di Kingfisher e Logan, in Oklahoma ed è entrato in esercizio a dicembre 2017.

27 aprile 2017- EGP, attraverso la propria controllata EGPNA, ha messo in esercizio il parco eolico Lindahl, il primo impianto nello stato americano del Nord Dakota. La costruzione di Lindahl ha richiesto un investimento complessivo di oltre 220 milioni di dollari. Il parco eolico è proprietà di EGPNA Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP"), una joint venture paritaria tra EGPNA e GE Energy Financial Services, società di GE (NYSE GE).

9 maggio 2017 – EGP tramite la propria controllata EGPNA, ha avviato la costruzione negli Stati Uniti del parco eolico Thunder Ranch per una capacità installata totale di 298 MW.

L'investimento complessivo per la costruzione di Thunder Ranch è pari a circa 435 milioni di dollari USA, e rientra negli investimenti previsti dall'attuale piano strategico della divisione energie rinnovabili del Gruppo Enel. L'impianto, di proprietà della controllata di EGPNA, Thunder Ranch Wind Project LLC, si trova nelle contee di Garfield, Kay e Noble, in Oklahoma ed è entrato in esercizio a dicembre 2017.

14 novembre 2017 – EGP, attraverso la propria controllata EGPNA, ha avviato la produzione del parco eolico di Rock Creek negli Stati Uniti, con una capacità installata totale di 300 MW. Rock Creek è il primo impianto di Enel che entra in servizio nel Missouri e il più grande parco eolico dello Stato.

L'impianto eolico di Rock Creek, situato nella Atchison County in Missouri, è di proprietà della controllata di EGPNA, Rock Creek Wind Project, LLC e per la sua costruzione sono stati investiti circa 500 milioni di dollari USA. L'energia e i crediti per l'energia rinnovabile generati dall'impianto verranno ceduti attraverso due diversi contratti di fornitura energetica a lungo termine ("PPA") alle utility Kansas City Power & Light ("KCP&L") e KCP&L Greater Missouri Operations Company ("GMO").

30 novembre 2017 – EGP, attraverso la propria controllata EGPNA, ha siglato un accordo di cash equity con il fondo di investimento Gulf Pacific Power, LLC, in cui si impegna a vendere al fondo l'80% dei titoli di "Classe A" nella controllata di EGPNA Rocky Caney Wind, LLC, proprietaria dei parchi eolici Caney River (200 MW) nel Kansas e Rocky Ridge (150 MW) in Oklahoma. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a circa 233 milioni di dollari USA, e sarà pagabile al perfezionamento dell'accordo, previsto per la fine del 2017.

Grecia

28 giugno 2017 – EGP, attraverso la propria controllata greca per le energie rinnovabili Enel Green Power Hellas S.A. ("EGPH"), ha avviato la costruzione del parco eolico di Kafireas, nella parte meridionale dell'isola

greca Evia, nel comune di Karistos. Una volta completata, la nuova struttura avrà una capacità totale installata di 154 MW e sarà il più grande parco eolico del Paese.

EGP investirà circa 300 milioni di euro nella costruzione di Kafireas, che dovrebbe entrare in esercizio nel primo trimestre del 2019 e venderà l'elettricità prodotta nel quadro di un contratto di fornitura ventennale (PPA) stipulato con il gestore del mercato ellenico LAGIE.

Brasile

18 settembre 2017 – EGP, attraverso la propria controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda. ("EGPB"), ha avviato la produzione di 546 MW di impianti solari fotovoltaici in Brasile, con i parchi Ituverava (254 MW) e Nova Olinda (292 MW), i due più grandi parchi fotovoltaici attualmente in esercizio in Sud America. L'investimento di EGP per la costruzione di Nova Olinda, pari a circa 300 milioni di dollari USA, rientra nell'ambito degli investimenti previsti dall'attuale Piano strategico della società ed è finanziato con risorse proprie e un finanziamento a lungo termine erogato dal Banco do Nordeste ("BNB"). La costruzione di Ituverava (254 MW) ha richiesto un investimento di circa 400 milioni di dollari USA, in linea con l'attuale piano strategico della divisione energie rinnovabili del Gruppo Enel. Ituverava è finanziato con risorse proprie oltre che attraverso un finanziamento a lungo termine erogato da Bank of China e Santander, con il supporto della China Export & Credit Insurance Corporation (Sinasure) e garanzia di Enel.

27 settembre 2017 – EGP, attraverso la controllata Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil"), si è aggiudicata una concessione trentennale per la centrale idroelettrica già in esercizio di Volta Grande da 380 MW, nel sud-est del Brasile. La concessione è stata aggiudicata a seguito dell'asta pubblica "Leilão de Concessões não prorrogadas" organizzata dal governo federale brasiliano tramite l'ANEEL, l'Agenzia brasiliana per l'energia elettrica.

18 dicembre 2017 – EGP, per il tramite della propria partecipata brasiliana per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda. ("EGPB"), si è aggiudicata il diritto di concludere contratti ventennali per la fornitura di energia relativi alla produzione di un nuovo impianto solare fotovoltaico da 388 MW, a seguito dell'esito della gara pubblica A-4 indetta dal governo federale brasiliano tramite l'autorità per l'energia ANEEL. Si prevede che il Gruppo Enel investirà quasi 355 milioni di dollari USA nella costruzione dell'impianto, in linea con gli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico. Il Gruppo si è aggiudicato il 49% dei 791 MW di capacità fotovoltaica offerti in gara.

20 dicembre 2017 – EGP, attraverso la controllata brasiliana per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda. ("EGPB"), si è aggiudicata il diritto di concludere contratti ventennali per la fornitura di energia relativi alla produzione di tre impianti eolici, per un totale di 618 MW di nuova capacità complessiva, a seguito dell'esito della gara pubblica A-6 indetta dal governo federale brasiliano tramite l'autorità per l'energia ANEEL. E' previsto un investimento complessivo da parte del Gruppo Enel pari a circa 750 milioni di dollari USA per la costruzione dei tre impianti, in linea con gli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico.

Australia

10 aprile 2017 – EGP, attraverso la joint venture costituita con il Dutch Infrastructure Fund ("DIF"), ha chiuso un accordo per l'acquisto di Bungala Solar One, la prima fase da 137,5 MW del progetto solare fotovoltaico da 275 MW Bungala Solar, da Bungala Solar Holding Pty Ltd, una controllata dello sviluppatore australiano Reach Solar Energy Pty Ltd.

L'investimento totale della joint venture nel progetto da 275 MW è di circa 315 milioni di dollari USA, comprensivi di quanto necessario alla costruzione dell'impianto, con il contributo di EGP pari a circa 157 milioni di dollari USA. L'investimento complessivo sarà finanziato attraverso un mix di equity e project financing con un consorzio di banche locali e internazionali. L'impianto beneficia già di un accordo di fornitura di energia a lungo termine, stipulato con l'importante utility australiana, Origin Energy.

In data 9 ottobre 2017, la joint venture costituita da EGP con "DIF" ha dato il via alla costruzione dell'impianto solare fotovoltaico Bungala Solar One.

Messico

9 ottobre 2017 – EGP ha firmato con l'investitore istituzionale canadese Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ") e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México S.A. de C.V. ("CKD IM") gli accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale di una holding messicana di nuova costituzione ("Holdco") titolare dell'intero capitale di otto società di progetto ("SPV"); le SPV, attualmente detenute dalla stessa EGP tramite la controllata Enel Green Power México S.r.l. de C.V., sono a loro volta titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione per una capacità complessiva pari a 1,7 GW.

Sulla base degli accordi sottoscritti, EGP continuerà nella gestione operativa degli impianti detenuti dalle SPV e completerà quelli ancora in corso di costruzione tramite due società controllate di nuova costituzione. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2020, EGP avrà la possibilità di conferire nella Holdco ulteriori progetti. Per effetto di tali eventuali conferimenti, potrà quindi incrementare la propria partecipazione nella Holdco, sino a diventarne socio di maggioranza.

L'operazione prevede un controvalore pari a 1,35 miliardi di dollari USA, di cui circa 340 milioni di dollari USA come corrispettivo per la vendita dell'80% del capitale della Holdco e circa 1.010 milioni di dollari USA concernenti la concessione di finanziamenti (Related Party Loan) alle SPV da parte di CDPQ-CKD. Tenuto conto degli investimenti necessari per il completamento della costruzione degli impianti (che saranno finanziati tramite Project Financing per circa 0,9 miliardi di dollari USA) e della sopracitata concessione di finanziamenti (Related Party Loan) per complessivi 1,3 miliardi di dollari USA, il 100% dell'enterprise value della Holdco risultante da tale valorizzazione sarà pari a circa 2,6 miliardi di dollari USA, con un equity value pari a circa 0,4 miliardi di dollari USA. L'operazione consente quindi di combinare il know-how industriale di EGP nelle attività di Business Development, Engineering & Construction e Operation & Maintenance insieme alla strategia di investimento a lungo termine di CDPQ-CKD IM.

23 novembre 2017 – EGP, attraverso una sua controllata Enel Rinnovabile S.A. de C.V. ("ERinnovabile"), si è aggiudicata il diritto di stipulare dei contratti in Messico relativi alla fornitura di energia e di certificati verdi da quattro impianti eolici con una capacità complessiva di 593 MW, in seguito all'esito della terza gara pubblica di lungo termine lanciata dall'avvio della riforma energetica del Paese. EGP investirà circa 700 milioni di dollari USA nella costruzione dei nuovi impianti. L'aggiudicazione segue il successo di EGP nelle due gare precedenti, confermando il suo ruolo di principale player nelle rinnovabili in Messico, in termini di capacità installata e portafoglio di progetti.

Etiopia

23 ottobre 2017 – EGP, in consorzio con Orchid Business Group, gruppo leader nel settore delle infrastrutture in Etiopia, si è aggiudicata la gara per il solare lanciata dalla utility locale Ethiopian Electric Power ("EEP") nel quadro del Growth and Transformation Plan ("GTP 2") del governo etiope, per lo sviluppo di un progetto fotovoltaico da 100 MW a Metehara.

Il consorzio guidato da EGP investirà circa 120 milioni di dollari USA nella costruzione dell'impianto fotovoltaico.

Canada

14 dicembre 2017 – EGP, tramite la propria controllata Enel Green Power North America, Inc. (“EGPNA”), si è aggiudicata due Renewable Energy Support Agreements (“RESA”) della durata di 20 anni per 146 MW di nuova capacità eolica ad Alberta, in Canada, a seguito di una gara indetta dal gestore del sistema elettrico della provincia, Alberta Electric System Operator (“AESO”). In base ai due contratti, EGP costruirà due nuovi impianti eolici, Riverview Wind da 115 MW e la Fase 2 di Castle Rock Ridge da 30,6 MW, fornendo ad AESO l'energia prodotta e i relativi crediti da rinnovabili. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici ammonta a circa 170 milioni di dollari USA.

Argentina

20 dicembre 2017 – EGP, attraverso la propria controllata Enel Green Power Argentina, si è aggiudicata i diritti per la costruzione dell'impianto eolico di Pampa da 100 MW nella seconda tornata di aste per le rinnovabili indetta nel quadro di RenovAr, il piano di sviluppo per l'energia pulita promosso dal Ministero dell'Energia dell'Argentina, la cui capacità è stata estesa a oltre 1800 MW dai 1200 MW iniziali. Pampa, nella provincia di Chubut, un'area caratterizzata da alta ventosità, sarà il primo progetto eolico di EGP nel Paese. EGP investirà circa 130 milioni di dollari USA nella costruzione del parco eolico, la cui entrata in esercizio è prevista entro la prima metà del 2020. Il progetto è legato ad un contratto di fornitura ventennale (PPA) di tutta l'energia rinnovabile generata dall'impianto a CAMMESA, società di gestione del mercato elettrico wholesale dell'Argentina. Una volta in esercizio, l'impianto sarà in grado di generare circa 500 GWh l'anno.

Andamento operativo

Capacità installata netta

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	2017	2016	2017-2016	2017	2016	2017-2016
Idroelettrica	1.523	1.518	5	295	289	6
Geotermica	761	761	-	34	34	-
Eolica	607	617	(10)	32	36	(4)
Solare	23	23	-	13	13	-
Biomassa	7	6	-	8	6	2
Totale	2.921	2.926	(5)	382	378	4

La capacità installata netta al 31 dicembre 2017 è pari a 2.921 MW ed evidenzia un decremento di 5 MW rispetto al 31 dicembre 2016. Tale decremento è dovuto al *decommissioning* degli impianti eolici di Sclafani Bagni e Caltavuturo (10MW), solo in parte compensato dall'incremento della capacità installata netta degli impianti della filiera idroelettrica (4 MW) a seguito dei rifacimenti degli impianti di Mignano Ca Barzizza, Barrea e Zevio, e Gora Molinara e Tessore, DMV San Giovanni Bianco, Isola Serafini e Pontecosi e degli impianti di biomassa (1 MW) riferibile sostanzialmente all'entrata in esercizio degli impianti di Montieri e Pomarance.

Il Parco impianti di Enel Green Power Spa è costituito da 382 impianti installati (378 impianti al 31 dicembre 2016), per un totale di 2.921 MW (2.926 MW al 31 dicembre 2016).

Idroelettrico

Enel Green Power Spa, tra impianti direttamente gestiti e impianti in concessione, possiede in Italia 295 impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 1.523 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 2017 dispone di 31 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 D.lgs. 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 761 MW. Sono 16 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 2017 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 D.lgs. 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni.

Si segnala 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.

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 alimentati a biomassa, con una capacità installata netta complessiva di 7 MW.

Rispetto al 31 dicembre 2016 si rileva un incremento di capacità pari a 1 MW, dovuto all'entrata in esercizio degli impianti di Montieri e Pomarance.

Impianti non ancora operativi

Tecnologia	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti			MW			Numero di impianti		
	2017	2016	2017-2016	2017	2016	2017-2016	2017	2016	2017-2016	2017	2016	2017-2016
Eolica	8		8	1		1				-		-
Biomassa		1	(1)		2	(2)				-		-
Idroelettrica	2	4	(2)	6	5	1	8		8	6		6
Geotermica	-		-	1		1	7	4	3	6	5	1
Totale	10	5	5	8	7	1	14	4	10	12	5	7

Gli impianti in costruzione si riferiscono principalmente al progetto eolico Barile Venosa da 8 MW in Basilicata e ai rifacimenti di alcuni impianti idroelettrici.

Produzione Netta e load factor

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2017	2016	2017-2016	2017	2016	2017-2016
Idroelettrica	4.567	5.255	(688)	1.521	1.518	3
Geotermica	5.758	5.832	(74)	761	761	-
Eolica	944	1.062	(118)	609	614	(5)
Solare	20	15	5	23	23	-
Biomassa	29	35	(6)	7	5	2
Totale	11.318	12.199	(881)	2.921	2.921	-

La produzione di energia elettrica del 2017 è stata pari a 11.318 GWh, con un decremento di 881 GWh rispetto allo stesso periodo del 2016 (12.199 GWh).

Complessivamente si registra un decremento della produzione del 7,2% per effetto principalmente della minor produzione idroelettrica (688 GWh) ed eolica (118 GWh), in diminuzione rispettivamente del 13% e dell'11%, dovuta alla minor disponibilità delle risorse e alla succitata operazione di *decommissioning* di parte del parco eolico.

In particolare, l'idraulicità del 2017 è stata di 0,78 contro i 0,97 del corrispondente periodo del 2016.

Il load factor medio (ossia il rapporto tra la produzione annua netta e la produzione teorica ottenibile in un anno per un totale di 8.760 ore rapportata ai MW nominali) è pari a 44,2% (47,5% nel 2016). Il decremento del load factor medio rispetto al 2016 deriva principalmente dalla minore idraulicità del 2017.

Load factor medio (%)		
	2017	2016
Idroelettrica	34,3	39,4
Geotermica	86,4	87,2
Eolica	17,7	19,7
Solare	9,5	7,4
Biomassa	48,5	71,7

Vendita di Energia

GWh			
	2017	2016	2017-2016
Vendite in Borsa:			
GME Spa (MGP e MA)	10.142	9.897	245
Terna Spa (MSD - Sbilanciamento)	37	(115)	152
Totale vendite in borsa	10.179	9.782	397
Contratti bilaterali:			
Enel Trade Spa	1.139	2.415	(1.276)
Totale contratti bilaterali	1.139	2.415	(1.276)
Vendite energia incentivata:			
GSE Spa - Impianti non rilevanti	-	2	(2)
Totale vendite di energia incentivata	-	2	(2)
Totale	11.318	12.199	(881)

Le vendite sono state pari a 11.318 GWh (12.199 GWh nel 2016) e sono avvenute per il 90% sulla Borsa dell'energia elettrica mentre per il rimanente 10% con contratti bilaterali con Enel Trade Spa.

La riduzione della vendita di energia di 881 GWh nel 2017 rispetto al 2016 riflette le minori vendite di energia elettrica effettuate tramite contratti bilaterali per 1.276 GWh e le minori vendite di energia incentivata di (2) GWh, parzialmente compensate da un aumento delle vendite sulla borsa elettrica, dovuto principalmente ad un aumento dei prezzi in borsa.

Investimenti

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Impianti di produzione:			
- geotermici	109	98	11
- idroelettrici	55	85	(30)
- eolici	5	17	(12)
- biomasse	5	12	(7)
- solari	1	6	(5)
Altri investimenti operativi	15	12	3
Totale	190	230	(40)

Gli investimenti nelle attività materiali, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati, sono pari a 190 milioni di euro (230 milioni di euro nel 2016).

Gli investimenti relativi al business geotermico sono pari a 109 milioni di euro nel 2017, in aumento di 11 milioni di euro rispetto al 2016 principalmente per le attività di smart repowering degli impianti di Valle Secolo 1 e 2, Carboli 1 e 2, Monteverdi 1 e 2 siti in Toscana, per le attività minerarie relative alla nuova centrale di Monterotondo 2 e per quelle relative al Progetto “Descramble” gestito da E&C. Sono, inoltre, proseguite le attività relative al Progetto “Recupero Vapore” che prevede la perforazione di nuovi pozzi geotermici e/o ripristino di pozzi esistenti finalizzate al recupero di vapore per consentire la piena produttività delle centrali geotermiche esistenti, influenzate dal naturale declino del campo geotermico. Gli investimenti nel 2017 includono anche le attività di mantenimento degli impianti già in esercizio, fra cui il reintegro delle scorte strategiche e la manutenzione degli impianti AMIS (Abbattimento Mercurio Idrogeno Solforato).

Gli investimenti relativi agli impianti idroelettrici ammontano a 55 milioni di euro e sono relativi ad investimenti di mantenimento per 29 milioni di euro legati principalmente al miglioramento della sicurezza (13 milioni di euro), all’incremento della disponibilità degli impianti (6 milioni di euro) e all’adeguamento a normative di legge (4 milioni di euro). Gli investimenti in Business Development (nuovi impianti/ repowering) sono relativi ad interventi effettuati per le centrali di Barrea e Triano in Abruzzo, Zevio in Veneto), Mignano in Molise e Isola Serafini in Emilia Romagna.

Gli investimenti relativi agli impianti a biomassa si riferiscono alla costruzione dei gassificatori per gli impianti mini-biomassa in Toscana.

Gli investimenti relativi agli impianti eolici si riferiscono principalmente al completamento dell’impianto di Barile Venosa (Basilicata) ed alle attività di miglioramento/mantenimento delle performance per gli impianti della Sicilia (in particolare Caltavuturo 2 e Nicosia), Sardegna (in particolare, Portoscuso) e Basilicata (in particolare, Potenza Pietragalla).

Gli investimenti relativi agli impianti solari si riferiscono principalmente alla Centrale di Nola presso l’Interporto Campano (Campania).

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 2017, confrontato con i dati del 2016.

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Totale ricavi	1.141	1.053	88
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(118)	(4)	(114)
Totale ricavi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.023	1.049	(26)
Totale costi	(621)	(529)	(92)
Margine operativo lordo	402	520	(118)
Ammortamenti e perdite di valore	(349)	(378)	29
Utile operativo	53	142	(89)
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(2)	(16)	14
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	26	(16)	42
Proventi da partecipazione	43	14	29
Utile prima delle imposte	120	124	(4)
Imposte	(62)	(74)	12
Utile dell'esercizio	58	50	8

Ricavi

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Ricavi connessi alla vendita di energia	662	585	77
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	267	306	(39)
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(118)	(4)	(114)
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	811	887	(76)
Altri ricavi e proventi	212	162	50
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.023	1.049	(26)

Il "Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutate al fair value", pari complessivamente a 1.023 milioni di euro (1.049 milioni di euro nel 2016), evidenziano un decremento di 26 milioni di euro a seguito del decremento di 76 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia (811 milioni di euro nel 2017 e 887 milioni di euro nel 2016), in parte compensato dall'incremento di 50 milioni di euro degli Altri ricavi e proventi (212 milioni di euro nel 2017 e 162 milioni di euro nel 2016).

In particolare, la riduzione dei ricavi per vendita energia è dovuto sostanzialmente al decremento dei contributi per energia prodotta da impianti rinnovabili per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti geotermici e idroelettrici (39 milioni di euro) e ai maggiori oneri da contratti su gestione *commodity* (114 milioni di euro), dovuti all'incremento del prezzo medio dell'energia di borsa che ha comportato, inoltre, maggiori ricavi per energia venduta (77 milioni di euro) pur in presenza di minori quantità di energia prodotta e venduta (881 GWh).

L'incremento degli Altri ricavi e proventi di 50 milioni di euro riflette sostanzialmente l'attività di manutenzione effettuata dalla società sugli impianti idroelettrici di proprietà di Enel Produzione, a far data dalla cessione del ramo Large Hydro da Enel Produzione Spa ad Enel Green Power Spa, avvenuta il 1° ottobre 2017.

Costi

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Energia	45	31	14
Costo del personale	202	167	35
Servizi, materiali e altri costi operativi	401	360	41
Costi capitalizzati	(27)	(29)	2
Totale	621	529	92

I “Costi”, pari a 621 milioni di euro nel 2017 e a 529 milioni di euro nel 2016 registrano un incremento di 92 milioni di euro dovuto principalmente all’incremento dei costi per acquisto energia (14 milioni di euro), ai maggiori costi per servizi, materiali e altri costi operativi (41 milioni di euro) e ai maggiori costi del personale (35 milioni di euro). L’incremento del costo del personale è dovuto principalmente all’incremento delle consistenze medie di 346 unità rispetto allo scorso anno, dovuto sostanzialmente alle risorse (1.373 unità) afferenti al ramo Large Hydro di Enel Produzione Spa che a partire dal 1° ottobre 2017 sono divenute dipendenti di Enel Green Power.

La consistenza media del personale nel 2017, pari a 2.613 unità (2.265 unità nel 2016), si riferisce a 87 Dirigenti, 518 Quadri, 1.164 Impiegati e 844 Operai.

Il “*Margine operativo lordo*” si attesta a 402 milioni di euro (520 milioni di euro nel 2016), in decremento di 118 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente.

Altre voci di conto economico

La voce “*Ammortamenti e perdite di valore*” pari a 349 milioni di euro (378 milioni di euro nel 2016) evidenzia un decremento di 29 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle maggiori svalutazioni rilevate nel corso del 2016 (87 milioni di euro) rispetto al 2017 (55 milioni di euro).

In particolare, le svalutazioni effettuate nel 2017 si riferiscono alle società Edwarme Oberland GmbH (35 milioni di euro) ed Enel Energy South Africa (4 milioni di euro), entrambe riclassificate nella voce “Attività classificate come possedute per la vendita” in quanto oggetto di futura cessione e alle società EGP Turkey Enerji Yatirimlari (8 milioni di euro), Enel Green Power Finale Emilia (5 milioni di euro) ed Enel Green Power Egypt (4 milioni di euro).

Gli “*Oneri finanziari netti da contratti derivati*” si decrementano di 14 milioni di euro per effetto principalmente della rilevazione di maggiori proventi da derivati su cambio (proventi finanziari netti pari a 14 milioni di euro nel 2017 e 6 milioni di euro oneri finanziari netti nel 2016).

Gli “*Altri oneri finanziari netti*” si riducono di 42 milioni di euro (proventi finanziari netti per 26 milioni di euro nel 2017 e oneri finanziari netti per 16 milioni di euro nel 2016) principalmente per i maggiori proventi finanziari sulle garanzie prestate da EGP alle società controllate estere (68 milioni di euro).

I maggiori “*Proventi da partecipazioni*” per complessivi 29 milioni (14 milioni di euro nel 2016 a 43 milioni di euro nel 2017) sono dovuti principalmente ai dividendi distribuiti dalle società estere EGP Panama (21 milioni di euro), Generadora de Occidente (10 milioni di euro) e Generadora Montecristo (7 milioni di euro) e da alcune società controllate italiane (complessivamente pari a 5 milioni di euro).

Le “*Imposte*”, pari a 62 milioni di euro (74 milioni di euro nel 2016) accolgono principalmente le imposte correnti per 59 milioni di euro (78 milioni di euro nel 2016) e le imposte differite/(anticipate) per 12 milioni di euro, oltre che le rettifiche negative relative ad esercizi precedenti per 9 milioni di euro (4 milioni di euro nel 2016). La differenza rispetto all’esercizio precedente è dovuta in parte alla riduzione dell’aliquota IRES (passata dal 27,50% al 24%), in parte alla minore incidenza di costi indeducibili (tra cui l’impairment sulle partecipazioni per 55 milioni di euro).

Utile dell’esercizio

L’esercizio 2017 chiude con un “*Utile dell’esercizio*” pari a 58 milioni di euro, in incremento di 8 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (50 milioni di euro nel 2016).

Analisi della struttura patrimoniale

Si riporta di seguito lo Stato Patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2017, confrontato con i dati al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	e		
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	4.541	4.622	(81)
Attività immateriali	53	49	4
Avviamento	7	7	-
Partecipazioni	5.842	4.974	868
Attività/(passività) finanziarie non correnti nette - derivati	(47)	(67)	20
Altre attività/(Passività) non correnti nette	(23)	(31)	8
Totale Attività immobilizzate nette	10.373	9.554	819
Capitale circolante netto			
Rimanenze	53	36	17
Crediti commerciali	638	476	162
Attività per lavori in corso su ordinazione	13	-	13
Crediti/(Debiti) tributari netti	9	37	(28)
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette - derivati	(101)	(54)	(47)
Altre attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(32)	(21)	(11)
Debiti commerciali	(253)	(237)	(16)
Altre attività/(passività) correnti nette	5	(157)	162
Totale Capitale circolante netto	332	80	252
Capitale investito lordo	10.705	9.634	1.071
Fondi diversi			
TFR ed altri benefici ai dipendenti	(57)	(36)	(21)
Fondi rischi ed oneri (compresa quota corrente)	(164)	(136)	(28)
Imposte differite nette	145	151	(6)
Totale Fondi diversi	(76)	(21)	(55)
Attività nette classificate come possedute per la vendita	72	-	72
Capitale investito netto	10.701	9.613	1.088
Patrimonio netto	6.601	6.610	(9)
Indebitamento finanziario netto	4.100	3.003	1.097

Le “Attività immobilizzate nette” evidenziano un incremento di 819 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 per effetto principalmente degli Equity Contribution versati alle società partecipate Enel Green Power Brasil (544 milioni di euro), Enel Green Power Development (254 milioni di euro) ed Enel Green Power Partecipazioni Speciali (17 milioni di euro) che ha comportato l’aumento del valore delle partecipazioni di 868 milioni di euro (5.842 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 4.974 milioni di euro al 31 dicembre 2016); inoltre, come già anticipato nei Fatti di rilievo del 2017, Enel Green Power ha acquisito la partecipazione totalitaria in Enel Green Power Sannio Srl (ex Amec Foster Wheeler Power) per 10 milioni di euro.

Il “Capitale circolante netto”, positivo per 332 milioni di euro, evidenzia un incremento di 252 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 (positivo per 80 milioni di euro). Tale andamento riflette principalmente:

- l’aumento dei crediti commerciali di 162 milioni di euro (638 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e 476 milioni di euro al 31 dicembre 2016), principalmente verso società del gruppo (156 milioni di euro) per la rilevazione di crediti verso Enel Produzione Spa per le attività di manutenzione effettuate da EGP a seguito della cessione del ramo Large Hydro e per maggiori crediti per attività di management fee e service fee effettuata per le controllate italiane ed estere;

- il decremento di 162 milioni di euro delle *“Altre attività/passività correnti nette”*, principalmente per effetto della riduzione delle passività correnti di 188 milioni di euro a seguito del pagamento effettuato a marzo 2017 del debito verso Enel Finance International NV rilevato a seguito della fusione di EGP International BV in EGP (203 milioni di euro);
- l' incremento delle *“Passività finanziarie correnti nette”* per 47 milioni di euro principalmente per l'incremento dei derivati passivi su commodity;

I *“Fondi diversi”*, sono pari a 76 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2016), ed evidenziano un incremento di 55 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente del maggior accantonamento ai fondi rischi ed oneri (28 milioni di euro) e per l'incremento del fondo TFR e altri benefici ai dipendenti (21 milioni di euro).

La voce *“Attività nette classificate come possedute per la vendita”* si riferisce sostanzialmente al ramo oggetto della scissione del citato *“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).

Il *“Capitale investito netto”*, pari a 10.701 milioni di euro (9.613 milioni di euro al 31 dicembre 2016), risulta finanziato da mezzi propri per 6.601 milioni di euro (6.610 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e dall'indebitamento finanziario netto per 4.100 milioni di euro (3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

L'*“Indebitamento finanziario netto”*, passa da 3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016 a 4.791 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (comprensivo dell'indebitamento afferente al ramo *“Progetto Elqui Lato Italia”* oggetto di scissione, pari a 690 milioni di euro), evidenzia un incremento di 1.787 milioni di euro determinato principalmente dal margine operativo lordo dell'esercizio, pari a 402 milioni di euro, e dagli investimenti in partecipazioni (1.687 milioni di euro) e in attività materiali e immateriali (complessivamente pari a 214 milioni di euro).

Il *“Patrimonio Netto”*, pari a 6.601 milioni di euro (6.610 milioni di euro al 31 dicembre 2016), è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (5.080 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (1.137 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (58 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente la rilevazione dell'utile dell'esercizio e la distribuzione dei dividendi a valere sull'esercizio 2016 (50 milioni di euro).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è così composto:

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	1.116	1.243	(127)
Debiti verso parti correlate	986	-	986
Indebitamento a lungo termine	2.102	1.243	859
Crediti finanziari a lungo termine	(289)	(204)	(85)
Indebitamento netto a lungo termine	1.813	1.039	774
Indebitamento a breve termine			
Quote correnti dei finanziamenti a medio/lungo termine	129	131	(2)
Indebitamento bancario a breve termine	129	131	(2)
Altri debiti finanziari a breve termine	2.265	1.888	377
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	2.265	1.888	377
Altri crediti finanziari a breve termine	(100)	(44)	(56)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7)	(11)	4
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(107)	(55)	(52)
Indebitamento netto a breve termine	2.287	1.964	323
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	4.100	3.003	1.097
Indebitamento finanziario "Passività classificate come possedute per la vendita"	690	-	690

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 4.100 milioni di euro (3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 1.097 milioni di euro a fronte principalmente di un incremento di 1.786 milioni di euro dei debiti finanziari verso Enel Finance International NV, in parte compensato dall'incremento di 85 milioni di euro dei crediti finanziari a lungo termine.

Flussi finanziari

Milioni di euro	2017	2016	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti ad inizio dell'esercizio	11	10	1
Flusso di cassa da attività operativa	153	1.074	(921)
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.893)	(679)	(1.214)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.736	(394)	2.130
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	7	11	(4)

Il “*Flusso di cassa da attività operativa*” ha generato liquidità per 153 milioni di euro, in decremento di 921 milioni di euro rispetto al 2016 (1.074 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa assorbito dalle altre attività/passività correnti e non correnti (787 milioni di euro) e dei debiti e crediti commerciali (106 milioni di euro).

Il “*Flusso di cassa da Attività di finanziamento*” ha generato liquidità per 1.736 milioni di euro (aveva assorbito liquidità per 394 milioni di euro nel 2016) tramite l'incremento del debito finanziario verso Enel Finance International NV finalizzata alla copertura del “*Flusso di cassa da Attività di investimento*” che ha assorbito liquidità per 1.893 milioni di euro (679 milioni di euro nel 2016); in particolare, per gli investimenti in partecipazioni (1.687 milioni di euro) e in attività materiali e immateriali (complessivamente pari a 204 milioni di euro).

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del 2017 Enel Green Power ha confermato la propria posizione di leadership internazionale nel settore delle energie rinnovabili e ha conseguito gli obiettivi strategici di crescita ed efficienza in un contesto di crescente pressione competitiva.

L'anno 2018 sarà altrettanto sfidante per Enel Green Power che si pone l'obiettivo di costruire e mettere in esercizio circa 3 GW di capacità addizionale entro l'anno, direttamente o attraverso le proprie controllate, prevalentemente all'estero.

Gli investimenti per la crescita saranno indirizzati verso i Paesi di presenza già consolidata ed i mercati che offrano stabilità del sistema regolatorio e nuove opportunità di business, al fine di massimizzare il valore creato per EGP e di gestire i rischi attraverso la diversificazione geografica e tecnologica. In tal senso, si continuerà a sviluppare la pipeline estera ed a partecipare a gare internazionali al fine di sostenere la crescita futura. EGP continuerà a far leva sulla flessibilità nell'orientare il proprio portafoglio, adattandolo velocemente ai cambiamenti di scenario.

In Italia l'attività dell'anno sarà concentrata prevalentemente sul repowering di impianti idroelettrici e geotermici e sull'ampliamento della pipeline per la realizzazioni di nuovi progetti rinnovabili nei prossimi anni, in considerazione della revisione in corso del quadro regolatorio.

Contestualmente all'obiettivo di crescita, Enel Green Power proseguirà nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso una gestione diretta ed efficiente del parco impianti, di massimizzazione della disponibilità e di perseguimento di economie di scala.

In Italia l'attività sarà focalizzata sull'efficiamento dei costi di produzione delle diverse tecnologie, a partire da quelli degli impianti idroelettrici a valle dell'incorporazione del ramo Hydro di Enel Produzione dallo scorso 1° ottobre 2017. Inoltre, nel corso del 2018, si completerà il processo di integrazione di 3SUN in EGP, a seguito della fusione.

La Società continuerà a portare avanti il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, per migliorare la flessibilità e la performance dei propri impianti. In tal senso, ha preso recentemente il via il progetto di innovazione "3SUN 2.0" che prevede la riconversione della fabbrica 3SUN di Enel Green Power 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 etero-giunzione (la giunzione di due tipi diversi di silicio, l'amorfo e il cristallino) dalle performance particolarmente elevate.

Infine, Enel Green Power proseguirà 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 nel sistema di gestione e con la relativa Certificazione, 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 (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 di 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 dalla Società 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).

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 e 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 comune:

- misurare le performance e, quindi, gli impatti;
- mitigare gli impatti delle nostre attività;
- fare off-set degli impatti residui non mitigabili;

Negli ambiti in cui maggiormente impattiamo:

- emissioni;
- rifiuti;
- acqua;
- persone;

Considerando le tipiche dimensioni della sostenibilità: ambientale, sociale, economica/governo.

Il modello di Cantiere Sostenibile, lanciato nel 2017 e implementato in tutti i nuovi cantieri di costruzione a partire dal Nord America, Messico, Perù 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 per cui vado a ridurre l'impronta ambientale efficientando/riducendo l'uso di materia prima e aumentando la vita utile dei materiali/prodotti.

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.

Per accompagnare il cambiamento interno che l'implementazione del modello comporta e stata pensata una formazione specifica che sta coinvolgendo tutti i Project Team previsti nella realizzazione dei progetti.

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. Contribuirà inoltre agli obiettivi di Gruppo: emissione zero entro il 2050.

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.

A supporto di questo è stato realizzato un progetto innovativo che ha "messo in gioco" le competenze delle persone in Enel Green Power sul modello di CSV attraverso la logica della "gamification" permettendo di trasformare una "semplice fruizione passiva" in attiva e condivisa tra tutti. La componente ludica è stato l'elemento propulsore per diffondere in maniera massiva aspetti pratici dell'applicazione del modello di CSV.

Al fine di garantire la integrazione e la «compliance» al modello CSV, nel 2017 sono stati applicati circa 306 CSV application sul totale degli assets presenti lungo tutta la catena del valore di Enel Green Power.

Nel 2017 sono stati realizzati 486 progetti di sostenibilità con un coinvolgimento di circa 445.728 risorse e un investimento totale pari a 19 milioni di euro

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.

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.

Tutto ciò nel rispetto degli standard internazionali di Qualità, Sicurezza ed Ambiente, ai quali da quest'anno si è aggiunto anche lo standard per la prevenzione della corruzione, sviluppati tutti all'interno di un Sistema di gestione Integrato che, fondato su un forte commitment 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 è garantita 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.

Allo scopo di raggiungere l'obiettivo "Zero Infortuni", condiviso con il Gruppo Enel, la Società pone la massima attenzione alla formazione e sensibilizzazione sulla sicurezza di dipendenti e lavoratori delle ditte appaltatrici. 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 mortali vengano adeguatamente gestiti in modo omogeneo in tutti i territori dove si trova e per tutte le fasi operative. 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 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 di Enel Green Power. 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 della politica ambientale 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 (no net loss) 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 rappresenta 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 Open Power, l'impegno di Enel Green Power 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.

A rimarcare la crucialità di innovazione e sviluppo, nel 2017 sono entrate nel vivo diverse iniziative e sono stati lanciati nuovi progetti in tutte le aree tecnologiche in cui l'azienda opera.

Impegno costante e strumentale rispetto al raggiungimento degli obiettivi rimane lo sviluppo e la valorizzazione delle proprie risorse umane.

Il sistema di gestione e sviluppo delle risorse umane di Enel Green Power finalizza le persone giuste nei ruoli chiave dell'organizzazione e a sviluppare il talento di ognuno sulla base delle caratteristiche professionali e motivazionali.

Enel Green Power pone una particolare attenzione all'attività di recruitment e selezione del personale, orientata a valutare non solo le competenze tecnico-specialistiche dei candidati ma anche le loro caratteristiche personali e il potenziale impatto del loro inserimento in un'ottica di sviluppo e di raggiungimento degli obiettivi di performance delle diverse aree organizzative.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Le principali evoluzioni organizzative avvenute nel corso del 2017 sono state le seguenti:

- Il Commercial Office è divenuto primo riporto di business line considerando il focus strategico sulle attività di origination e structuring delle opportunità di vendita di energia a lungo termine relativa a nuova capacità installata;
- Revisione dei livelli organizzativi: *Renewable Energies Iberia* e *Renewable Energies Rest of Europe and North Africa* sono ora primi riporti di business line in ragione della necessaria focalizzazione sul business delle rinnovabili nei Paesi europei al di fuori dell'Italia;
- Apertura della nuova Country Australia all'interno del perimetro "Sub-Saharan Africa, Asia and Australia";
- L'Energy Management è confluito interamente nel Global Trading (anche in Italia);
- L'integrazione del Large Hydro all'interno della Business Line è stata completata in tutti i Paesi, anche in Italia con l'unione delle unità O&M Large Hydro e O&M Small Hydro.

Relazioni Industriali

L'esigenza di completamento, anche dal punto di vista organizzativo, del processo di integrazione di Enel Green Power nell'ambito del Gruppo Enel, avviato nel 2016 con la realizzazione del cosiddetto "carve out hydro", ha caratterizzato l'interlocuzione sindacale svoltasi nel 2017 per l'area di Energie Rinnovabili Italia.

Nello specifico, nei mesi di marzo 2017 e successivamente di luglio e settembre 2017, coerentemente al modello di interlocuzione sindacale vigente, si sono svolti gli incontri di confronto sindacale sugli interventi organizzativi finalizzati a delineare il nuovo assetto dell'unità *Renewable Energies Italy* e delle sue articolazioni principali O&M Wind, O&M Solar nonché O&M Hydro (quest'ultima derivante dalla fusione delle strutture della filiera idroelettrica presente nella Global Thermal Generation e di quella di O&M Small Hydro di Enel Green Power).

In particolare, a marzo si è concluso il confronto sindacale in merito alla nuova organizzazione *Renewable Energies Italy* O&M Wind and O&M Solar, passando da un modello integrato e trasversale ad un'organizzazione strutturata verticalmente per tecnologia al fine di aumentare efficienza e know-how complessivo.

Nel mese di settembre, invece, si è concluso il confronto sul modello organizzativo della produzione idroelettrica, con l'integrazione delle aree O&M Large Hydro ed O&M Small Hydro, al fine di rispondere alle esigenze di miglior funzionamento della struttura e di efficientamento degli assetti, considerati gli effetti in termini di sinergie operative derivanti dal suddetto processo di integrazione delle unità operative territoriali.

Sempre a settembre si è poi conclusa la procedura sindacale prevista dall'art.47 legge 428/90, di espletamento di esame congiunto con le competenti organizzazioni sindacali relativamente alla cessione da Enel Produzione S.p.A ad Enel Green Power S.p.A. del ramo d'azienda dedicato alle attività di manutenzione ed ingegneria relative agli impianti idroelettrici (ramo "Hydro") comprese le attività di staff ad esse dedicate, con effetto dal 1° ottobre 2017.

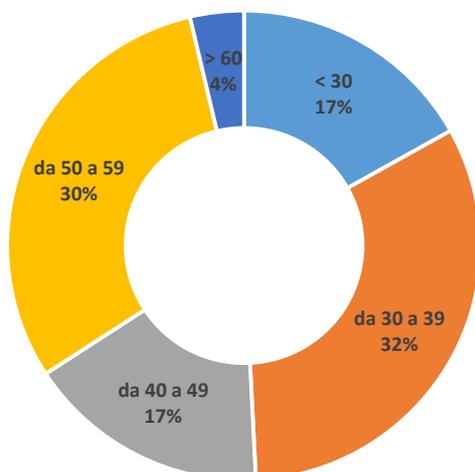
Consistenza e movimentazione del personale

La consistenza del personale di Enel Green Power Spa è aumentata di 1.388 risorse rispetto al 2016. La crescita è avvenuta nella seconda parte dell'anno principalmente tramite mobilità interna, dovuta al passaggio delle risorse dedicate all'esercizio degli impianti idroelettrici da Enel Produzione Spa a Enel Green Power Spa.

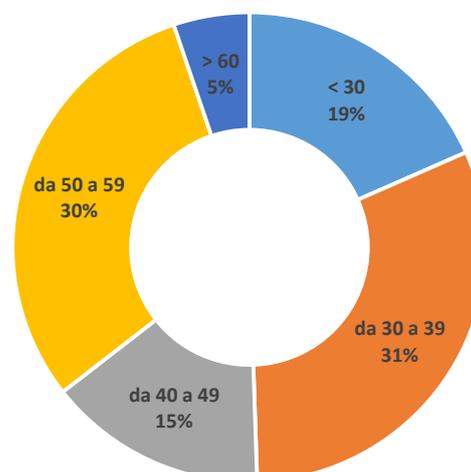
La consistenza del personale nel 2017 è esposta nel prospetto seguente:

	Consistenza al 31.12.2016	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 31.12.2017
Dirigenti	72		-3	22	-7	13	97
Quadri	473	4	-12	186	-24	41	668
Impiegati	1036	35	-50	551	-26	-32	1.514
Operai	677	14	-19	722	-1	-26	1367
Totale	2.258	53	-84	1481	-58	-4	3.646

Suddivisione per età anagrafica



Distribuzione anagrafica 2016



Distribuzione anagrafica 2017

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2017 sono state realizzate iniziative di formazione tese a favorire l'integrazione inter e intra funzionale a livello globale, approfondire il livello di conoscenza delle persone che fanno parte del Gruppo Enel Green Power, migliorare il processo di condivisione e omogeneizzazione delle best practice tecniche e gestionali, 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 Disciplina Civile e Ambientale, Project planning and cost control, 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 tragaruardare i primi in maniera competente ed attuale secondo il modello organizzativo adottato;

- “Soft Skills Operai” percorso interattivo rivolto in via sperimentale a 70 colleghi operai/operativi della Geotermia, 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;
- “PE Culture” rivolto alla Funzione di Engineering & Construction con l’obiettivo di creare una cultura di project management omogenea e condivisa e sviluppare un linguaggio comune sulla modalità di gestione di progetti complessi e coordinamento delle risorse coinvolte;
- Diversi interventi di Change Management , modulati tra formazione e comunicazione, rivolti alle unità impattate in maniera più diretta dal curve out dell’Hydro, con l’obiettivo di avvicinare cultura, processi, attività e prassi di EGP e Produzione;
- “Intrinsic quality initiative” atte a massimizzare attenzione e delivery secondo cultura della qualità nell’implementazione dei processi organizzativi
- “Train the trainer classes”, attraverso cui preparare i colleghi senior ai percorsi interni in cui valorizzati per assicurare un corretto travaso di competenze tra generazioni organizzative differenti, a tutela di alti livelli di performance.
- Corsi di preparazione all’esame di Certificazione PMP, riconosciuta come la qualificazione professionale specialistica nel campo del Project Management più prestigiosa a livello internazionale

Il 2017 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 2017:

- Rilancio del Programma Hall of Energies, con una forte spinta al rafforzamento rispetto alle categorie di premiazione connesse ai valori Open Power e sostenibilità;
- Creazione del 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.
- Definizione 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;
- Supporto e deployment del processo di Performance Appraisal e Task Management, in linea con le direttive di Gruppo;
- Supporto all’ideazione, implementazione e monitoring di azioni in risposta alle maggiori evidenze emerse nella BL GRE in seno alla Climate Survey

Politiche retributive

Le politiche retributive attuate da Enel Green Power, conformemente all'indirizzo del Gruppo Enel, sono orientate a creare una sempre maggiore integrazione tra i sistemi di valutazione delle risorse umane, in termini di potenziale/performance e i sistemi di remunerazione.

L'obiettivo è perseguito valorizzando il contributo delle persone mediante i seguenti strumenti di retribuzione variabile:

- sistema denominato *MBO (Management by Objectives)*, applicato a tutte le posizioni di forte impatto aziendale e fortemente integrato con lo sviluppo organizzativo;
- incentivi legati a obiettivi individuali (*Annual Bonus*);
- una tantum e gratifiche straordinarie, volte a premiare la performance ed il raggiungimento di risultati di particolare rilevanza.

Per il riconoscimento della crescita professionale si è fatto ricorso a interventi sulla retribuzione fissa, in una logica premiante e selettiva, che tenda a ridurre gli interventi a "pioggia" al fine 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.

Sono stati inoltre applicati sistemi di incentivazione collettiva per premiare il conseguimento di obiettivi aziendali definiti per unità organizzativa.

Per il periodo 2012-2014 Enel Green Power ha avviato, in linea con le politiche di Enel Spa, anche un Piano di incentivazione a lungo termine di tipo monetario (*Long Term Incentive Plan*). Dal 2016 è stato assegnato il Piano di Enel Spa che ha come obiettivi di performance il ROACE e il *Total Shareholders' Return*. I destinatari del Piano sono stati individuati tra i manager del Gruppo che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico.

Relazioni industriali

I cambiamenti di contesto e le esigenze di riposizionamento strategico della società hanno determinato significative ripercussioni anche sotto il profilo dell'interlocuzione con le Organizzazioni Sindacali.

Infatti, coerentemente con il vigente modello di relazioni industriali in Enel, il processo di allineamento riorganizzativo è stato accompagnato da un ampio confronto a livello nazionale e territoriale con le competenti organizzazioni sindacali.

In particolare, nel mese di maggio si è concluso il confronto sugli interventi previsti in Area Generazione Italia, finalizzati ad una razionalizzazione delle strutture delle Unità di Business anche in relazione alla dismissione degli impianti marginali del programma Futur-e e, più in generale, a produrre un efficientamento organizzativo della filiera CCGT/Oil & Gas e della filiera *Coal*.

E' stata inoltre attivata, anche in relazione al piano di uscite ex art.4 di cui agli accordi del 27/11/2015, una nuova procedura di gestione delle eccedenze in base all'accordo sulla mobilità geografica, funzionale e infragruppo del 2013, finalizzata alla realizzazione delle ricollocazioni del personale eccedentario, sia all'interno che all'esterno dell'area generazione, nelle altre realtà del gruppo con fabbisogno di risorse.

Ulteriore confronto sindacale ha accompagnato la realizzazione del cosiddetto "*carve out hydro*" che ha ricondotto le attività e risorse della filiera idroelettrica (di Enel Produzione e di Enel Green Power) sotto la nuova *Global Business Line Renewable Energies*.

Corporate Governance

In materia di controllo interno Enel Green Power Spa 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 Spa, 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 2017, 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 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 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";

"E" - "Illeciti per abusi di mercato"

"F" - "Reati commessi con violazione di norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro";

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

"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 stakeholder della Società.

Si precisa che nel corso del 2017 la Parte Generale e le Parti speciali "A", "B", "L" e "M" sono state aggiornate in conformità alla normativa vigente in materia.

All'interno di Enel Green Power Spa 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 2017 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.

Altre informazioni

Azioni proprie e azioni della controllante

Nel corso dell'esercizio 2017 non sono state poste in essere né direttamente né indirettamente operazioni su azioni proprie o su azioni della società controllante.

Pertanto al 31 dicembre 2017 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 Spa. I dati relativi all'ultimo bilancio approvato dalla controllante Enel Spa sono riportati nel Capitolo del bilancio di esercizio "Attività di direzione e coordinamento", come richiesto dall'articolo 2497 bis c.c.

Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

La società chiude con un utile pari a 57.548.557 euro che si propone di destinare come segue:

- quanto a euro 57.528.000 come dividendo dell'esercizio 2017 nella misura di 0,0423 euro per ciascuna delle n. 1.360.000.000 azioni;
- quanto al residuo, pari a euro 20.557,19, come "Utili portati a nuovo".

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili

Conto Economico

Euro	Note	2017	2016
Ricavi e proventi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4	1.098.492.593	1.014.951.289
Altri ricavi e proventi	5	42.772.278	38.701.272
	(Subtotale)	1.141.264.871	1.053.652.561
Costi			
Acquisto di energia elettrica e combustibili	6	45.007.349	31.219.663
Servizi e altri materiali	7	335.209.108	306.480.978
Costo del personale	8	201.931.869	167.361.363
Ammortamenti e perdite di valore	9	349.286.850	378.431.882
Altri costi operativi	10	66.131.241	52.438.658
Costi per lavori interni capitalizzati	11	(27.443.821)	(28.759.539)
	(Subtotale)	970.122.596	907.173.005
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	12	(118.396.308)	(4.475.340)
Utile operativo		52.745.967	142.004.216
Proventi da partecipazioni	13	43.245.936	14.360.432
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	14	(2.280.961)	(16.349.707)
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	15	26.297.111	(16.130.465)
	(Subtotale)	67.262.086	(18.119.740)
Utile prima delle imposte		120.008.053	123.884.476
Imposte	16	(62.459.496)	(73.655.849)
Utile dell'esercizio		57.548.557	50.228.627

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro		
	2017	2016
Utile dell'esercizio	57.548.557	50.228.627
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(302.730)	(725.943)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (a)	(302.730)	(725.943)
Utili/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(15.992.384)	(52.705.503)
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (b)	(15.992.384)	(52.705.503)
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	(16.295.114)	(53.431.446)
Totale utile/(perdita) rilevato nell'esercizio	41.253.443	(3.202.819)

Stato Patrimoniale

Euro	Note		
ATTIVITÀ		al 31.12.2017	al 31.12.2016
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	17	4.540.992.297	4.621.726.183
Attività immateriali	18	53.380.185	48.757.839
Avviamento	19	6.672.383	6.572.383
Attività per imposte anticipate	20	152.711.244	159.410.928
Partecipazioni	21	5.842.296.688	4.973.746.292
Derivati	22	9.157.619	4.525.155
Altre attività finanziarie non correnti	23	288.777.118	202.940.552
Altre attività non correnti	24	14.228.000	18.345.528
	<i>(Totale)</i>	10.908.215.534	10.036.024.860
Attività correnti			
Rimanenze	25	53.383.017	36.073.859
Crediti Commerciali	26	637.886.045	476.322.536
Attività per lavori in corso su ordinazione	27	13.212.303	-
Crediti per imposte sul reddito	28	14.918.233	24.497.153
Derivati	22	3.488.488	2.592.329
Altre attività finanziarie correnti	29	106.388.753	47.607.002
Altre attività correnti	30	133.842.759	177.682.879
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	31	6.660.583	10.780.371
	<i>(Totale)</i>	969.780.181	775.556.129
Attività classificate come possedute per la vendita	32	763.109.618	-
TOTALE ATTIVO		12.641.105.333	10.811.580.989

Euro

Note

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2017	al 31.12.2016
Capitale sociale		272.000.000	272.000.000
Altre riserve		5.134.045.964	5.150.341.078
Utili e perdite accumulate		1.137.420.941	1.137.376.315
Utile dell'esercizio		57.548.557	50.228.627
TOTALE PATRIMONIO NETTO	33	6.601.015.462	6.609.946.020
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	34	2.102.888.547	1.243.039.090
TFR ed altri benefici ai dipendenti	35	56.953.555	35.607.281
Fondo rischi ed oneri	36	143.941.976	120.086.028
Passività per imposte differite	20	8.058.052	8.154.400
Derivati	22	56.226.604	71.149.551
Altre passività non correnti	37	36.925.548	49.036.865
	<i>(Totale)</i>	2.404.994.282	1.527.073.215
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	34	2.266.262.898	1.887.492.866
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	34	129.011.491	130.933.925
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	36	19.891.119	15.659.616
Debiti commerciali	38	254.138.092	237.385.313
Debiti per imposte sul reddito	39	2.375.201	4.111.096
Derivati	22	104.552.632	56.733.124
Altre passività finanziarie correnti	40	35.612.657	24.111.155
Altre passività correnti	41	132.274.904	318.134.659
	<i>(Totale)</i>	2.944.118.994	2.674.561.754
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	32	690.976.595	-
TOTALE PASSIVITÀ		6.040.089.871	4.201.634.969
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		12.641.105.333	10.811.580.989

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione	Riserve da valutazione 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 2015	1.000.000.000	200.000.000	137.963.823	(37.915.386)	(7.785.469)	4.337.732.298	1.095.239.874	92.456.441	6.817.691.581
Riparto Utile 2015									
Distribuzione dividendi								(50.320.000)	(50.320.000)
Utili portati a nuovo							42.136.441	(42.136.441)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio									
Effetti della scissione di EGP Spa in Enel Spa	(728.000.000)	(145.600.000)				(2.790.562.218)			(3.664.162.218)
Rilevazioni oneri associati alla scissione al netto delle imposte						(6.702.567)			(6.702.567)
Effetti della fusione di Enel Green Power Internationa Bv in EGP Spa				(16.450.403)		3.516.642.043			3.500.191.640
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto				(36.255.100)	(725.943)				(36.981.043)
Utile dell'esercizio								50.228.627	50.228.627
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 dividendi								(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)				(16.295.114)
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

Rendiconto Finanziario

Euro

	Note	2017	2016
Utile prima delle imposte		120.008.053	123.884.476
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	9	349.286.850	378.431.882
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		48.607.673	35.063.548
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	13	(43.243.919)	(14.360.431)
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati e altri oneri finanziari netti		(24.016.150)	62.431.073
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		1.902.141	(113.902.323)
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		452.544.648	471.548.225
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		164.463	(41.362.930)
(Incremento)/ Decremento di rimanenze		(17.309.158)	(2.776.894)
(Incremento)/ Decremento crediti e debiti commerciali	26	(158.023.033)	(52.295.470)
(Incremento)/ Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(142.183.747)	645.314.444
Interessi attivi (passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(28.594.860)	(45.437.756)
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese	13	43.243.919	8.859.686
Imposte pagate		2.681.422	90.227.408
Flusso di cassa da attività operativa (a)		152.523.654	1.074.076.713
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	17	(179.666.310)	(193.652.229)
Investimenti in attività immateriali e avviamento	18	(24.371.975)	(40.173.382)
Cessioni di attività materiali	17	(1.902.141)	3.701.952
Investimenti in partecipazioni	21	(1.687.171.877)	(449.191.550)
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(1.893.112.303)	(679.315.209)
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	34	1.548.903.618	(47.304.742)
Rimborsi ed altre variazioni nette di debiti/(crediti) finanziari		237.749.243	(296.404.168)
Dividendi pagati	33	(50.184.000)	(50.320.000)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		1.736.468.861	(394.028.910)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		(4.119.788)	732.594
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	31	10.780.371	10.047.777
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	31	6.660.583	10.780.371

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 e dall'art.25 27 del D.Lgs. 127/91 modificato successivamente dal D.Lgs. 139/15, 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 20 marzo 2018 hanno approvato il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017 e la sua messa a disposizione del Socio unico nei termini previsti dall'art. 2429 c.c..

Il presente bilancio sarà sottoposto all'approvazione dell'Assemblea in data 24 aprile 2018 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 20 marzo 2018, data di approvazione da parte 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 2017 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 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.

Uso di stime

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 correnti

Il valore contabile delle attività non correnti 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 non correnti 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 non correnti 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, il Gruppo 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.

In particolare, la Società misura il CVA/DVA basandosi sull'esposizione netta di portafoglio verso ciascuna controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Al fine di misurare il CVA/DVA, la Società utilizza la tecnica di valutazione basata sulla *Potential Future Exposure*, i cui input sono prevalentemente osservabili sul mercato.

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

Recupero di attività per imposte anticipate

Al 31 dicembre 2017 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 e ripristino.

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 similari, della partecipata.

La società riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.

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.

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 il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il *fair value* di un'attività o di una passività è determinato 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;
- > 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.

Tutte le attività e passività misurate al *fair value* o il cui *fair value* è indicato nelle note al bilancio, sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base agli input utilizzati nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare:

- > Livello 1, relativo al *fair value* determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- > Livello 2, relativo al *fair value* determinato sulla base di input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma osservabili direttamente o indirettamente;
- > Livello 3, relativo al *fair value* determinato sulla base di dati non osservabili.

Per le attività e passività misurate al *fair value* su base ricorrente, la Società determina se si sia verificato un trasferimento tra i Livelli sopra indicati, individuando ad ogni chiusura contabile, il livello in cui è classificato l'input significativo di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione.

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 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.

Si evidenzia che nel corso 2017 la Società ha esteso la vita utile degli impianti solari ed eolici a 30 anni sulla base di una perizia effettuata da un terzo indipendente.

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 il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, 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.

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, il Gruppo 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 lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria è iscritta in bilancio quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (*trade date*).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

- > attività e passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico (FVTPL);
- > attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
- > finanziamenti e crediti (L&R);
- > attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
- > passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* e fondi di investimento detenuti a scopo di negoziazione o designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Gli strumenti finanziari al *fair value* rilevato a conto economico sono attività e passività finanziarie:

- > classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- > designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (*fair value option*).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value* e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni che la Società ha l'intenzione e la capacità di mantenerle sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, comprendendo i costi di transazione e successivamente sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso d'interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che la Società intende vendere immediatamente o nel breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che la Società, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al *fair value* con rilevazione a Conto economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie al *fair value* con imputazione a Conto economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al *fair value* rilevato al conto economico.

Tali strumenti sono valutati al *fair value* con la rilevazione delle variazioni del *fair value* in contropartita al patrimonio netto nell'ambito delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali), le attività finanziarie detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore.

Una perdita di valore è rilevata se e solo se, tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività e che sono attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, ad esempio:

- > la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
- > una violazione del contratto, come un inadempimento o mancato pagamento degli interessi o del capitale;
- > l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
- > una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a conto economico.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del *fair value*, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di *fair value* precedentemente rilevata nelle altre componenti di conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinata come differenza tra il costo di acquisizione e il *fair value* corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a conto economico. Gli impairment su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinati.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di *impairment*, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente d'interesse per attività finanziarie simili. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'*impairment*.

L'importo della perdita di valore di uno strumento di debito classificato come disponibile per la vendita, da riclassificare dal patrimonio netto, è pari alla variazione negativa cumulata di *fair value* rilevata nelle altre componenti di conto economico complessivo (OCI). Tale ammontare è successivamente riversato a conto economico se il *fair value* dello strumento di debito presenta una obiettiva variazione in aumento a seguito di un evento che si è verificato dopo la rilevazione della perdita di valore.

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 il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al *fair value* rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

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" e valutati al *fair value* rilevato a conto economico, ad eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul *hedge accounting*, si prega di far riferimento alla nota "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 FVTPL 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 continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (*embedded derivative*) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il cosiddetto "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il cosiddetto 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.

Tali contratti, che non sono strumenti finanziari da valutare al *fair value*, sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- > il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al *fair value* rilevato a conto economico;
- > i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- > un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel bilancio consolidato al *fair value* rilevato a Conto economico (ad 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 ad essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dalla Società, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("*own use exemption*") e quindi sono rilevati in base alle normali regole contabili di riferimento.

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 dalla Società.

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 della Società.

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 dallo IAS 39 o se sono stati sottoscritti per "*own use exemption*".

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'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 ad uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (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 ceduto il controllo.

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

Compensazione di attività e passività finanziarie

La Società compensa attività e passività finanziarie quando:

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

Benefici ai dipendenti

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

La società è interessata dalle normative nazionali relative ai certificati verdi.

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 omnicomprendiva 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 la voce "Altre Attività correnti".

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.

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

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dal Gruppo e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dal Gruppo, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al *fair value* del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dal Gruppo.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Per i contratti che prevedono una serie di prestazioni che generano ricavi (*multiple-element arrangement*), i criteri di rilevazione sono applicati alle parti separatamente identificabili di una singola operazione allo scopo di riflettere la sostanza dell'operazione stessa o congiuntamente a più operazioni nel loro complesso quando esse sono così strettamente legate che il risultato commerciale non può essere valutato senza fare riferimento alle varie operazioni come a un unico insieme.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- > i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- > i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica sono rilevati quando l'energia è erogata ai clienti e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; sono determinati sulla base delle letture dei misuratori degli impianti di produzione e dei dati scambiati con gli altri eventuali operatori di mercato;
- > i ricavi associati ai lavori su ordinazione sono rilevati come indicato nello specifico paragrafo;
- > i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento della prestazione alla data di chiusura del bilancio, negli esercizi in cui i servizi sono prestati. Lo stadio di completamento della prestazione è determinato in base alla valutazione della prestazione resa come percentuale del totale dei servizi che devono essere resi o come proporzione tra i costi sostenuti e la stima dei costi totali dell'operazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

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 d'interesse e tasso di cambio;
- > proventi e oneri da derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'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 disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso d'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. Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che.

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

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2017:

- > "IFRS 9 – Strumenti finanziari", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1 gennaio 2018 ed è consentita l'applicazione anticipata.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'*impairment* e all'*hedge accounting*.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui, le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad OCI il fair value dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'*own credit risk* deve essere

rilevata ad OCI anziché a conto economico. E' consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle "incurred credit losses" aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell'evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses".

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse ad ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
- d) il miglioramento delle disclosures sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principles-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eleggibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer components e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

La Società non prevede impatti significativi dall'applicazione delle nuove disposizioni.

- > "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. Il nuovo standard sostituirà "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 applicherà a tutti i contratti con i clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari, ecc.). Il nuovo principio introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi basato sul seguente principio fondamentale: rilevazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando un modello costituito da 5 fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si

attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che dovrebbero fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018.

- > “*Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti*”, emesso ad aprile 2016, introduce delle modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello standard. Le modifiche saranno applicabili dal 1° gennaio 2018. La Società non prevede impatti significativi dall'applicazione delle nuove disposizioni.
- > “*IFRS 16 – Leasing*”, emesso a gennaio 2016, sostituisce il precedente standard sui leasing, lo IAS 17 e le relative interpretazioni, individua i criteri per la rilevazione, la misurazione e la presentazione nonché l'informativa da fornire con riferimento ai contratti di leasing per entrambe le parti, il locatore ed il locatario. Sebbene l'IFRS 16, non modifichi la definizione di contratto di leasing fornita dallo IAS 17, la principale novità è rappresentata dall'introduzione del concetto di controllo all'interno della definizione. In particolare, per determinare se un contratto rappresenta o meno un leasing, l'IFRS 16 richiede di verificare se il locatario abbia o meno il diritto di controllare l'utilizzo di una determinata attività per un determinato periodo di tempo. L'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing quali operativi o finanziari, come richiesto dallo IAS 17, introducendo un unico metodo di rilevazione contabile per i tutti i contratti di leasing. Sulla base di tale nuovo modello, il locatario deve rilevare:
 - a) nello stato patrimoniale, le attività e le passività per tutti i contratti di leasing che abbiano una durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore; e
 - b) a conto economico, gli ammortamenti delle attività relative ai leasing separatamente dagli interessi relativi alle connesse passività.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 replica, sostanzialmente, i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. Pertanto, il locatore dovrà continuare a classificare e a rilevare, diversamente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019. La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

- > “*Amendments to IAS 28 – Long-term interests in associates and joint ventures*”, emesso ad 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente.
- > “*Annual improvements to IFRSs 2014 – 2016 cycle*”, emesso a dicembre 2016; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per la Società. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - > “*IFRS 1 – Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni dagli IFRS applicabili a breve” inerenti la transizione all'IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10. Tali previsioni relative alla transizione erano disponibili per passati esercizi contabili e pertanto, ora, non sono più applicabili. Le

modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.

- > “IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità”; le modifiche chiariscono che le previsioni circa l’informativa richiesta dall’IFRS 12, ad eccezione del riepilogo dei dati economico-finanziari, sono applicabili anche alle partecipazioni in imprese classificate come disponibili per la vendita. Prima di tali modifiche, non era chiaro se le disposizioni dell’IFRS 12 erano applicabili a tali partecipazioni. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente.
- > “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. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e che, quando applicano il metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al fair value rilevato a conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.
- > “*Annual improvements to IFRSs 2015 – 2017 cycle*”, emesso a dicembre 2017; contiene modifiche formali e chiarimenti a 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.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi e proventi

4 Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 1.098 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Energia	929	888	41
Verso Terzi	861	762	99
Verso società del Gruppo	68	126	(58)
Ricavi per lavori su ordinazione	13	-	13
Verso società del Gruppo	13	-	13
Ricavi per management fee e service fee	57	62	(5)
Verso società del Gruppo:	57	62	(5)
Altre vendite e prestazioni di servizi	99	65	34
Verso Terzi	-	15	(15)
Verso società del Gruppo:	99	50	49
Totale	1.098	1.015	83

I ricavi per “Energia”, pari a 929 milioni di euro (888 milioni di euro nel 2016) riflettono i quantitativi di energia venduti nell’esercizio, pari a 11.318 GWh (12.199 GWh nel 2016), e si riferiscono principalmente:

- > per 588 milioni di euro a 10.179 GWh di energia venduti in Borsa (445 milioni di euro a 9.782 GWh nel 2016);
- > per 267 milioni di euro ai ricavi per contributi Grin, Fer-e (303 milioni di euro nel 2016);
- > per 68 milioni di euro a 1.139 GWh di energia venduta a Enel Trade Spa tramite contratti bilaterali (125 milioni di euro e 2.415 GWh nel 2016).

L’incremento dei ricavi, pari a 41 milioni di euro, 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 13 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 Large Hydro a far data dal 1° ottobre 2017 (non presente nel 2016).

La voce “Ricavi per management fee e service fee”, pari a 57 milioni di euro, si riferisce ai ricavi per management fee e altri servizi di coordinamento effettuati per le società controllate italiane ed estere.

La voce “Altre vendite e prestazioni di servizi”, pari a 99 milioni di euro (65 milioni di euro nel 2016), si riferisce:

- per 36 milioni di euro alle attività connesse alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti a favore di società controllate (32 milioni di euro nel 2016);
- per 32 milioni di euro alle attività di manutenzione effettuata dalla società sugli impianti idroelettrici di proprietà di Enel Produzione, a far data dalla cessione del ramo Hydro ad Enel Green Power, avvenuta il 1° ottobre 2017.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono così suddivisi per area geografica:

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Italia	985	917	68
Europa e Nord Africa	10	13	(3)
Nord America	44	9	35
Centro e Sud America	55	75	(20)
Sudafrica	3	-	3
Asia e Australia	1	1	0
Totale	1.098	1.015	83

5 Altri ricavi e proventi – Euro 43 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Proventi per attingimento acqua dalle centrali	12	4	8
Rimborsi da terzi	7	6	1
Proventi per cessione energia termica	4	4	-
Certificati verdi	-	3	(3)
Plusvalenze da alienazione attività materiali e immateriali	-	4	(4)
Recharge personale distaccato	7	6	1
Verso società del Gruppo:	7	6	1
Altre vendite e prestazioni	13	12	1
Verso Terzi	9	12	(3)
Verso società del Gruppo:	4	-	4
Totale	43	39	4

La voce “Altri ricavi e proventi”, pari a 43 milioni di euro, accoglie principalmente:

- > per 12 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 (4 milioni di euro nel 2016);
- > per 7 milioni di euro il ricavo derivante dal riaddebito dei costi del personale distaccato (6 milioni di euro al 31 dicembre 2016) principalmente delle controllate del Centro e Sud America (3 milioni di euro nel 2017 e 2 milioni di euro nel 2016), dell’Africa e Asia (2 milioni di euro nel 2017 e nel 2016) e del Nord America (1 milione di euro nel 2017 e nel 2016).
- > per 7 milioni di euro i rimborsi assicurativi (6 milioni di euro nel 2016) correlati principalmente all’evento franoso che ha interessato l’impianto eolico di Sclafani Bagni;
- > 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 rispetto al 2016).

Costi

6 Acquisto di energia - Euro 45 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Energia elettrica	43	28	15
Verso Terzi	40	22	18
Verso società del Gruppo	3	6	(3)
Combustibili	2	3	(1)
Verso Terzi	2	3	(1)
Totale	45	31	14
<i>Costi per materie prime capitalizzate</i>	3	2	1

La voce, pari a 45 milioni di euro (31 milioni di euro nel 2016), accoglie:

- > per 35 milioni di euro l'energia acquistata dal GME Spa (26 milioni di euro nel 2016);
- > per 4 milioni di euro l'approvvigionamento da Terna Spa delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento (invariati rispetto al 2016);
- > per 3 milioni di euro l'acquisto di energia da altre società del Gruppo (6 milioni di euro nel 2016);
- > per 2 milioni di euro i combustibili acquistati da società del Gruppo (3 milioni di euro nel 2016).

7 Servizi e altri materiali – Euro 335 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Servizi	205	159	46
Verso Terzi	125	100	25
Verso società del Gruppo	80	59	21
Godimento beni di terzi	60	64	(4)
Verso Terzi	57	55	2
Verso società del Gruppo	3	9	(6)
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	16	13	3
Altri materiali	54	70	(16)
Verso Terzi	27	23	4
Verso società del Gruppo	27	47	(20)
Totale	335	306	29
<i>di cui costi per materie prime capitalizzate</i>	3	2	1

I “costi per Servizi” si riferiscono per 125 milioni di euro a costi verso terzi (100 milioni di euro nel 2016) e per 80 milioni di euro a costi verso società del gruppo Enel (59 milioni di euro nel 2016).

I costi per servizi verso società del Gruppo, pari a 80 milioni di euro, si riferiscono principalmente:

- > per 48 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 *facility management* e all'amministrazione del personale (25 milioni di euro nel 2016); l'aumento rispetto al 2016 riflette sostanzialmente l'aumento delle consistenze del

personale, a seguito dell'acquisizione del ramo Large Hydro da Enel Produzione, che ha comportato un conseguente incremento dei costi per le prestazioni effettuate da Enel Italia.

- > per 8 milioni di euro ai costi per *management fee* e altri servizi di supporto prestati dalla controllante Enel Spa (18 milioni di euro nel 2016);
- > per 7 milioni di euro ai servizi di *energy management* effettuati da Enel Produzione Spa (8 milioni di euro nel 2016).

I costi per servizi da terzi, pari a 125 milioni di euro, si riferiscono principalmente:

- > per 39 milioni di euro ai lavori di manutenzione e riparazione degli impianti (27 milioni di euro nel 2016), che comprendono anche i costi di realizzazione di impianti per le società controllate;
- > per 35 milioni di euro ai corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche, consulenze strategiche, revisione contabile e altri costi (26 milioni di euro nel 2016);
- > per 22 milioni di euro ai costi per servizi connessi al personale (16 milioni di euro nel 2016);
- > per 13 milioni di euro ai premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (12 milioni di euro nel 2016);
- > per 6 milioni di euro a costi per servizi relativi ad operazioni di trasporto, immagazzinaggio e deposito (7 milioni di euro nel 2016).

I costi per "Godimento beni di terzi", pari a 60 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai canoni di locazione e ai canoni di derivazione acque, ai canoni demaniali e ai sovraccanoni dei bacini imbriferi montani e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (51 milioni di euro nel 2017 e 61 milioni di euro nel 2016).

La voce "Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri", pari a 16 milioni di euro, si riferiscono ad accantonamenti per bonifiche ambientali (6 milioni di euro) e ad accantonamenti per bacini imbriferi montani (9 milioni di euro)

La voce "Altri materiali", pari a 54 milioni di euro, si riferisce principalmente ai costi d'acquisto di pannelli fotovoltaici da 3Sun Srl per 25 milioni di euro (47 milioni di euro nel 2016) e per 30 milioni di euro all'acquisto di materiali non destinati a magazzino (24 milioni di euro nel 2016) costituiti principalmente da reagenti per il funzionamento di alcuni impianti di produzione e altri materiali non destinati a magazzino.

8 Costo del personale – Euro 202 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Salari e stipendi	146	117	29
Oneri sociali	43	35	8
Benefici successivi al rapporto di lavoro	10	8	2
Altri benefici a lungo termine	4	4	-
Altri Costi	(1)	3	(4)
Totale	202	167	35
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(24)</i>	<i>(27)</i>	<i>3</i>

Il costo del personale ammonta complessivamente a 202 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 35 milioni di euro, dovuto sostanzialmente alle risorse (1.373 unità) afferenti al ramo Hydro che a partire dal 1° ottobre 2017 sono divenute dipendenti di Enel Green Power.

La voce "Salari e stipendi", pari a 146 milioni di euro (117 milioni di euro nel 2016) si incrementa di 29 milioni di euro in linea con la maggiore consistenza finale.

La voce “*Oneri sociali*”, pari a 43 milioni di euro (35 milioni di euro nel 2016), si riferisce ai contributi corrisposti all’INPS e ad altri istituti minori per 39 milioni di euro (32 milioni di euro nel 2016) e a piani a contributi definiti a carico dell’azienda per 4 milioni di euro (3 milioni di euro nel 2016). In particolare, gli oneri sociali sono così composti:

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Oneri sociali su benefici a breve termine	39	32	7
INAIL	1	1	-
INPS	38	31	7
Oneri sociali su programmi a contributi definiti	4	3	1
Fopen	3	2	1
Fondenel	1	1	-
Totale	43	35	8

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 2017.

	Consistenza			
	2017		2016	
	Media	Finale	Media	Finale
Dirigenti	87	97	71	72
Quadri	518	668	445	473
Impiegati	1.164	1.514	1.061	1.036
Operai	844	1.367	688	677
Totale	2.613	3.646	2.265	2.258

9 Ammortamenti e Perdite di valore – Euro 349 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Ammortamenti attività materiali	274	268	6
Ammortamenti attività immateriali	20	12	8
Perdite di valore di beni materiali	-	11	(11)
Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni	55	87	(32)
Totale	349	378	(29)

Gli “Ammortamenti attività materiali”, pari a 274 milioni di euro, si riferiscono agli impianti di produzione per 243 milioni di euro (231 milioni di euro nel 2016), ai fabbricati per 24 milioni di euro (20 milioni di euro nel 2016) e ad altre attività materiali per 7 milioni di euro (17 milioni di euro nel 2016).

La voce “Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni”, pari a 55 milioni di euro (87 milioni di euro nel 2016) accoglie:

- > la svalutazione della partecipazione nelle società Edwarne Oberland GmbH (35 milioni di euro) ed Enel Energy South Africa (4 milioni di euro), entrambe riclassificate nella voce “Attività classificate come possedute per la vendita” in quanto oggetto di futura cessione;
- > la svalutazione delle partecipazioni detenute nelle società EGP Turkey Enerji Yatirimlari (8 milioni di euro), Enel Green Power Finale Emilia (5 milioni di euro) ed Enel Green Power Egypt (4 milioni di euro), effettuate per allineare il valore di carico della partecipazione al relativo patrimonio netto contabile.

10 Altri costi operativi – Euro 66 milioni

La voce risulta composta come segue:

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	19	10	9
Contributi e quote associative	29	29	-
Imposte e tasse	11	11	-
Minusvalenze	2	-	2
Altri costi operativi	5	2	3
Totale	66	52	14

Gli “Accantonamenti netti a fondi per rischi ed oneri”, pari a 19 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2016), si riferiscono principalmente all'accantonamento al Fondo oneri da partecipazioni per 11 milioni di euro e all'accantonamento al fondo IMU per 8 milioni di euro.

In particolare, il fondo oneri da partecipazioni è stato rilevato a fronte di oneri, che si ritiene saranno sostenuti dalla Società negli esercizi successivi, previsti nell'ambito della cessione della quota di partecipazione (85,17%) nel capitale della società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri; tale operazione, finalizzata nel mese di marzo 2018, è commentata nei Fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio.

I “Contributi e le quote associative”, pari a 29 milioni di euro, 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”, pari a 11 milioni di euro, si riferiscono principalmente all'IMU per 8 milioni di euro (invariata rispetto al 2016).

11 Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 27 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			
	2017	2016	2017-2016
Personale	24	27	(3)
Materiali	3	2	1
Ammortamenti	-	-	-
Totale	27	29	(2)

La variazione della voce è determinata dall'effetto netto di minori costi relativi al personale dipendente, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto al 2016, impiegato nella progettazione e realizzazione degli impianti.

12 Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro (118) milioni

Milioni di euro	2017	2016	2017-2016
Proventi			
Proventi da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	-	25	(25)
Totale proventi	-	25	(25)
Oneri			
Oneri da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	(118)	(29)	(89)
Totale oneri	(118)	(29)	(89)
Totale Proventi/(Oneri) da contratti su commodity valutati al fair value	(118)	(4)	(114)

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 2017.

13 Proventi da partecipazioni – Euro 43 milioni

I “Proventi da partecipazioni”, pari a 43 milioni di euro (14 milioni di euro nel 2016), si riferiscono principalmente ai dividendi distribuiti dalla controllata EGP Panama (21 milioni di euro), dalle società del Guatemala Generadora de Occidente (9 milioni di euro) e Generadora Montecristo (8 milioni di euro) e da alcune società controllate italiane (complessivamente pari a 4 milioni di euro).

Si evidenzia come i dividendi in oggetto siano distribuiti prevalentemente da società che, prima della fusione di Enel Green Power International BV in Enel Green Power Spa avvenuta ad ottobre 2016, risultavano partecipate direttamente dalla società olandese. Nel 2016, in virtù del fatto che la distribuzione dei dividendi è concentrata nella prima metà dell'anno, tali dividendi erano stati rilevati a conto economico proprio da parte di Enel Green Power International BV prima che la fusione fosse perfezionata.

14 Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (2) milioni

Milioni di euro	2017	2016	2017-2016
Proventi finanziari da derivati			
Proventi da derivati di trading	43	8	35
Totale proventi finanziari da derivati	43	8	35
Oneri finanziari da derivati			
Oneri da derivati di cash flow hedge	(17)	(10)	(7)
Oneri da derivati di trading	(28)	(14)	(15)
Totale oneri finanziari da derivati	(45)	(24)	(22)
Totale Proventi/(Oneri) finanziari da contratti derivati	(2)	(16)	13

Gli Oneri netti da contratti derivati pari a 2 milioni di euro nel 2017 (16 milioni di euro nel 2016), si riducono di 13 milioni di euro principalmente per la rilevazione di maggiori proventi da derivati su cambio.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 45 “*Derivati e hedge accounting*”.

15. Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti – Euro 26 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Interessi attivi ed altri proventi finanziari su crediti finanziari a medio e lungo termine	9	5	4
Interessi attivi ed altri proventi finanziari su crediti finanziari a breve termine	-	3	(3)
Differenze positive di cambio	1	14	(13)
Proventi finanziari su garanzie	88	20	68
Altri interessi attivi e proventi finanziari	3	2	1
Totale Proventi finanziari	101	44	57
Differenze negative di cambio	(3)	(10)	7
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie:	(72)	(50)	(22)
- finanziamenti a lungo termine	(39)	(39)	-
- finanziamenti a breve termine	(19)	(17)	(2)
- oneri finanziari su garanzie	(25)	(10)	(15)
- altri oneri finanziari	(3)	(5)	2
- oneri finanziari capitalizzati	14	21	(7)
Totale oneri finanziari	(75)	(60)	(15)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	26	(16)	42

Gli "Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti" si riducono di 42 milioni di euro (proventi finanziari netti per 26 milioni di euro nel 2017 e oneri finanziari netti per 16 milioni di euro nel 2016) a fronte della rilevazione di maggiori proventi per le garanzie prestate verso le società estere controllate (68 milioni di euro). Si rammenta che anche tali proventi per garanzie rappresentano una conseguenza dell'operazione di fusione di Enel Green Power International BV in Enel Green Power Spa, la quale, nel 2017, ha manifestato i propri effetti lungo l'interno arco dell'anno laddove, nel 2016, tali effetti contribuivano al conto economico per soli due mesi.

Con riferimento agli "Oneri finanziari capitalizzati", pari a 14 milioni di euro (21 milioni di euro nel 2016), si evidenzia che il tasso utilizzato per determinarne l'ammontare, tenuto conto dei finanziamenti generici e specifici, è mediamente pari a 4,8%.

16 Imposte – Euro 62 milioni

Milioni di euro			
	2017	2016	2017-2016
Imposte correnti	59	78	(19)
Rettifiche relative ad esercizi precedenti	(9)	(4)	(5)
Imposte differite/(anticipate)	12	-	12
Totale	62	74	(12)

Le "Imposte", pari a 62 milioni di euro (74 milioni di euro nel 2016), comprendono principalmente la fiscalità corrente pari a 59 milioni di euro (78 milioni di euro nel 2016) determinata applicando le aliquote in vigore per l'anno di imposta 2017 (24,00% per l'Ires e 4,69% per l'Irap) che beneficiano di una riduzione dell'aliquota IRES, passata dal 27,5% al 24% dal 1° gennaio 2017.

Le "Imposte differite/(anticipate)", pari a 12 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla movimentazione dei fondi rischi e spese future, dei fondi per benefici futuri al personale dipendente 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

	2017		2016	
Utile ante imposte	120		124	
Imposte teoriche	29	24%	34	27,5%
IRAP	9	7,5%	13	10,5%
Differenze permanenti e partite minori	24	16,7%	27	21,8%
Imposte effettive	62	51,7%	74	59,7%

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

17 Immobili, impianti e macchinari – Euro 4.541 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2017 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	1.279	8.078	32	104	442	9.935
Fondo ammortamento	(441)	(4.771)	(28)	(73)	-	(5.313)
Consistenza al 31 dicembre 2016	838	3.307	4	31	442	4.622
Investimenti	4	25	1	13	133	176
Oneri finanziari capitalizzati					14	14
Ammortamenti	(24)	(244)	(1)	(5)		(274)
Dismissioni		(2)				(2)
Acquisizioni/Conferimenti	1		4	1	2	8
Passaggi in esercizio	6	119			(125)	-
Altri movimenti	1				(3)	(2)
Totale variazioni	(12)	(102)	4	8	21	(81)
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

Il decremento della voce, pari a 81 milioni di euro, è attribuibile principalmente all'effetto combinato degli investimenti (176 milioni di euro) e degli ammortamenti (274 milioni di euro).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2017 e del 2016, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati (14 milioni di euro). Tali investimenti, complessivamente pari a 190 milioni di euro nel 2017, sono in decremento rispetto al 2016 di (40) milioni di euro.

Milioni di euro	2017	2016	2017-2016
Impianti di produzione:			
- geotermici	109	98	11
- idroelettrici	55	85	(30)
- eolici	5	17	(12)
- biomasse	5	12	(7)
- solari	1	6	(5)
Altri investimenti operativi	15	12	3
Totale	190	230	(40)

18 Attività immateriali – Euro 53 milioni

Milioni di euro	Software tutelati	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	81	13	94
Fondo ammortamento	(46)	-	(46)
Consistenza al 31 dicembre 2016*	35	13	48
Investimenti	24	1	25
Ammortamenti	(20)	-	(20)
Totale variazioni	4	1	5
Costo storico	105	14	119
Fondo ammortamento	(66)	-	(66)
Consistenza al 31 dicembre 2017	39	14	53

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.

Gli investimenti del 2017 pari a 25 milioni di euro, sono costituiti principalmente da investimenti relativi alla implementazione SAP E4P, alla robotizzazione dei sistemi di costruzione Engineering & Construction, a Sistemi digitali di analisi dati Operation & Maintenance (Big Data), a Sistemi di Energy Management, e ad altri piccoli progetti relativi a sistemi informativi e sistemi informatici.

19. Avviamento – Euro 7 milioni

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

20 Attività/(Passività) per imposte anticipate/(differite) – Euro 153 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 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 su immobilizzazioni e attività finanziarie	7	(1)		6
Strumenti finanziari derivati	1		1	2
Totale Passività per imposte differite	8	(1)	1	8

Milioni di euro		Incrementi/ (Decrementi) con imputazione a conto economico	Incrementi/ (Decrementi) con imputazione equity	
	al 1 gennaio 2016			al 31 dicembre 2016
Attività per imposte anticipate:				
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	33	1	2	36
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	87	(2)	-	85
TFR e altri benefici ai dipendenti	8	-	-	8
Strumenti finanziari derivati	12	-	18	30
Totale Attività per imposte anticipate	140	(1)	20	159
Passività per imposte differite				
Differenze relative ad attività materiali e immateriali	7	-	-	7
Strumenti finanziari derivati	-	-	1	1
Totale Passività per imposte differite	7	-	1	8

Le "Attività per imposte anticipate" e "Passività per imposte differite" sono determinate sulla base delle aliquote fiscali vigenti alla data di rientro ed ammontano rispettivamente a 153 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e a 8 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Si evidenzia che la fiscalità differita è stata calcolata applicando la nuova aliquota IRES del 24% e l'aliquota media IRAP del 4,69%.

21 Partecipazioni – Euro 5.842 milioni

Milioni di euro

	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2016	Quota di possesso %	Acquisizioni/ Costituzioni	Ricapitalizzazioni/ Ripatrimonializzazioni	Distribuzione di riserve	Riclassifiche	Rettifiche di valore	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2017	Quota di possesso %
	Al 31 dicembre 2016				Movimenti del 2017					al 31 Dicembre 2017			
Partecipazioni in società controllate													
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1.566	-	1.566	100,0%		544				2.110	-	2.110	100,0%
Enel Green Power Romania Srl	686	(154)	532	100,0%						686	(154)	532	100,0%
Enel Green Power North America Inc	654	-	654	100,0%						654	-	654	100,0%
3Sun Srl	554	(89)	465	100,0%						554	(89)	465	100,0%
Enel Green Power Hellas SA	383	(301)	82	100,0%		23				406	(301)	105	100,0%
Enel Green Power Development Srl (già Enel Green Power Development BV)	94	-	94	100,0%		254				348	-	348	100,0%
Enel Green Power Panama SA	244	-	244	100,0%		9				253	-	253	100,0%
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	232	-	232	100,0%						232	-	232	100,0%
Renovables De Guatemala SA	179	-	179	100,0%						179	-	179	100,0%
Marte Srl	185	-	185	100,0%		6	(30)			161	-	161	100,0%
Enel Green Power Perù SA	26	-	26	100,0%		83				109	-	109	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 Solar Energy Srl	78	(11)	67	100,0%						78	(11)	67	100,0%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	36	-	36	100,0%		17				53	-	53	100,0%
Ph Chucas SA**	44	(4)	40	22,2%	5					49	(4)	45	24,7%
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%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	22	(4)	18	100,0%					(8)	22	(12)	10	100,0%
Transmisora De Energia Renovable SA	22	-	22	100,0%						22	-	22	100,0%
Enel Green Power Sannio Srl	-	-	-	0,0%	10	9				19	-	19	100,0%
Enel Green Power Bulgaria Ead	18	-	18	100,0%						18	-	18	100,0%
Enel Green Power Australia Trust	-	-	-	0,0%	17					17	-	17	100,0%
Energia Eolica Srl	13	-	13	100,0%						13	-	13	100,0%
Enel Green Power Colombia SAs Esp	1	-	1	100,0%		11				12	-	12	100,0%
Enel Green Power Optima Way Ratai PT (USD)	9	-	9	90,0%		1				10	-	10	90,0%
Partecipazioni in altre imprese controllate***	136	(10)	126	4	3	725	-	(763)	(47)	101	(57)	44	
Partecipazioni in società collegate													
Sowitec	23	-	23	50,0%						23	-	23	50,0%
Partecipazioni in società a controllo congiunto													
Powercrop Srl	24	-	24	50,0%						24	-	24	50,0%
Totale partecipazioni	5.546	(573)	4.973		35	1.682	(30)	(763)	(55)	6.470	(628)	5.842	

*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 7 milioni di euro

La voce "Acquisizioni/Costituzioni" si riferiscono:

- all'acquisizione del 100% delle quote detenute da Amec Foster Wheeler Italiana nella società Amec Foster Wheeler Power (ora Enel Green Power Sannio) per un corrispettivo pari a 10 milioni di euro;
- all'esercizio del diritto di opzione della put per l'acquisto di una quota pari al 2,519% di Ph Chucas; la costituzione della società australiana Enel Green Power Australia Trust per poter realizzare alcuni progetti fotovoltaici in Australia (17 milioni di euro).

La voce "Ripatrimonializzazione/ricapitalizzazioni" si riferisce principalmente a:

- la ripatrimonializzazione della controllata Enel Green Power Brasil Participacoes per complessivi 544 milioni di euro;
- apporti di patrimonio effettuati a beneficio di Enel Green Power Development Srl al fine di dotare la società della disponibilità finanziaria necessaria per procedere alla ripatrimonializzazione di alcune controllate estere impegnate in attività di investimento per 254 milioni di euro.

La voce "Rettifiche di valore", pari complessivamente a 55 milioni di euro, si riferisce:

- svalutazione della partecipazione nelle società Edwarme Oberland Gmbh (35 milioni di euro) ed Enel Energy South Africa (4 milioni di euro), entrambe riclassificate nella voce "Attività classificate come possedute per la vendita" in quanto oggetto di futura cessione;
- alla svalutazione delle partecipazioni detenute nelle società EGP Turkey Enerji Yatirimlari (8 milioni di euro), Enel Green Power Finale Emilia (5 milioni di euro) ed Enel Green Power Egypt (4 milioni di euro), effettuate per allineare il valore di carico della partecipazione al relativo patrimonio netto contabile.

La voce "Distribuzione di Riserve" si riferisce alla distribuzione di Riserve di Patrimonio Netto da parte della controllata Marte Srl in favore del socio unico Enel Green Power Spa.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2017 con evidenza delle principali informazioni:

Milioni di euro							
Milioni di euro	Sede legale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile/(Perdita) 2017	Quota di pertinenza di Patrimonio Netto	Quota di possesso %	Valore a bilancio
Partecipazioni in società controllate							
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasile	1.803	1.832	(15)	1.831	99,99%	2.110
Enel Green Power Romania Srl	Romania	629	593	70	592	99,99%	532
Enel Green Power North America Inc	USA	682	516	(64)	516	100,00%	654
3Sun Srl	Italia	35	438	(17)	438	100,00%	465
Enel Green Power Hellas SA	Grecia	8	108	(1)	108	100,00%	105
Enel Green Power Development Srl (già Enel Green Power Development BV)	Italia	0	344	(0)	344	100,00%	348
Enel Green Power Panama SA	Panama	76	118	20	118	100,00%	253
Enel Green Power Mexico Srl De Cv	Messico	137	128	(27)	128	99,99%	232
Renovables De Guatemala SA	Guatemala	197	285	5	162	100,00%	179
Marte Srl	Italia	6	162	0	162	100,00%	161
Enel Green Power Perú SA	Perù	99	80	(13)	80	99,99%	109
Enel Green Power North America Development, Llc	USA	108	84	3	84	100,00%	95
Enel Green Power Costa Rica	Costa Rica	102	112	3	112	100,00%	93
Enel Green Power Solar Energy Srl	Italia	0	64	(3)	64	100,00%	67
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Italia	0	40	(1)	40	100,00%	53
Ph Chucas SA**	Costa Rica	141	116	(21)	29	24,69%	45
Parque Talinay Oriente SA*	Cile	138	157	7	54	34,56%	44
Maicor Wind Srl	Italia	21	32	7	32	100,00%	43
Enel Green Power Calabria Srl	Italia	0	46	3	46	100,00%	42
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Turchia	14	10	(1)	10	100,00%	10
Transmisora De Energia Renovable SA	Guatemala	25	27	1	27	99,99%	22
Enel Green Power Sannio Srl	Italia	1	28	7	28	100,00%	19
Enel Green Power Bulgaria Ead	Bulgaria	122	132	8	132	100,00%	18
Enel Green Power Australia Trust	Australia	16	17	1	17	100,00%	17
Energia Eolica Srl	Italia	5	14	2	14	100,00%	13
Enel Green Power Colombia SAs Esp	Colombia	0	0	(4)	0	100,00%	12
Enel Green Power Optima Way Ratai PT (USD)	Indonesia	8	9	(0)	8	90,00%	10
Partecipazioni in altre imprese controllate***							45
Partecipazioni in società collegate							
Sowitec						50,00%	23
Partecipazioni in società a controllo congiunto							
Powercrop Srl	Italia	4	16	(4)	50,00%		24
Totale partecipazioni							5.843

*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 22,17% 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 7 milioni di euro

In considerazione del fatto che le società controllate presentavano al 31 dicembre 2017 un valore di carico superiore alla corrispondente frazione di patrimonio netto di pertinenza della Società, sono stati predisposti i test di impairment per verificare se tali differenze esprimessero delle perdite di valore potenzialmente durevoli ovvero se i benefici economici futuri attesi da tali partecipate siano in grado di sostenere i valori delle stesse; in particolare, si evidenzia che il valore delle suddette partecipazioni non è stato svalutato, tenuto conto della prospettiva di redditività della società.

22 Derivati – Euro (47) milioni (non correnti) ed euro (102) milioni (correnti)

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Derivati attivi	9	5	3	3
Derivati passivi	(56)	(71)	(105)	(57)
Totale	(47)	(66)	(102)	(54)

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla nota 43 “Strumenti finanziari” e 45 “Derivati e hedge accounting”.

23 Altre attività finanziarie non correnti – Euro 289 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
	Prestiti a dipendenti a lungo termine	6	4
Altri Crediti Finanziari a lungo termine	283	199	84
Totale	289	203	86

I “Prestiti a dipendenti” pari a 6 milione di euro 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.

Gli “Altri crediti finanziari a lungo termine” pari a 283 milioni di euro accolgono per 268 milioni di euro i finanziamenti erogati complessivamente alla joint venture Enel F2i Solare Italia, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite la partecipazione in Marte e ad alcune società da quest’ultima controllate (complessivamente pari a 188 milioni di euro al 31 dicembre 2016); la voce si riferisce, inoltre, per 15 milioni di euro al finanziamento concesso alla società controllata Enel Green Power Finale Emilia (11 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

24 Altre attività non correnti – Euro 14 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
	Acconti su partecipazioni	10	13
Depositi in contanti presso terzi	1	1	-
Altri crediti diversi	3	4	(1)
Totale	14	18	(4)

Gli “Acconti su partecipazioni” pari a 10 milioni di euro accolgono principalmente il valore che la Società verserà, sulla base delle condizioni contrattualmente previste, per l’acquisto delle quote di minoranza attualmente detenute da Simest nella società Parque Eolico Talinay Oriente (5 milioni di euro) per la quale la società vanta degli impegni di acquisto a termine.

Gli “Altri crediti diversi”, pari a 3 milioni di euro, 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

25 Rimanenze – Euro 53 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Materiali ed apparecchi	50	35	15
Acconti per magazzino	2	-	2
Altre Rimanenze	1	1	-
Totale	53	36	17

Le rimanenze relative a “materiali e apparecchi” sono pari a 50 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e si incrementano di 15 milioni di euro principalmente per l’incremento delle rimanenze relative a parti di impianto, macchinari e attrezzature.

26 Crediti commerciali – Euro 638 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Vendita e trasporto di energia elettrica	6	101	(95)
Verso Terzi	5	17	(12)
Verso società del Gruppo	1	84	(83)
Crediti commerciali	563	324	239
Verso società del Gruppo	563	324	239
Altri crediti	69	51	18
Verso Terzi	69	51	18
Totale	638	476	162

I crediti per “Vendita e trasporto di energia elettrica”, pari a 6 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2016), si riferiscono principalmente alla vendita di energia al GSE per 5 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La voce al 31 dicembre 2016 conteneva i crediti per la vendita di energia al GME, effettuata tramite Enel Produzione Spa, per 84 milioni di euro.

I crediti commerciali, pari a 563 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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 69 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2016), si riferiscono principalmente a crediti commerciali verso il GSE, a crediti per rimborsi per attingimento acque dalle centrali e crediti verso terzi per la vendita di pannelli fotovoltaici.

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

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Clienti:			
Italia	249	258	(9)
UE	32	36	(4)
Extra UE	357	182	175
Totale	638	476	162

28 Crediti per imposte sul reddito - Euro 15 milioni

I "Crediti per imposte sul reddito" si riferiscono principalmente per 11 milioni di euro ai crediti per IRES per ritenute su contributi e interessi (8 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e per 3 milioni di euro ad acconti relativi all'IRAP (6 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

29 Altre attività finanziarie correnti – Euro 106 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento:	102	45	
Crediti finanziari a breve termine verso controllate	102	26	76
Crediti finanziari a breve termine verso collegate	-	19	(19)
Altre attività finanziarie correnti non incluse nell'indebitamento:	4	3	
Altre attività finanziarie correnti verso controllate	-	2	(2)
Ratei Attivi	4	1	3
Totale	106	48	58

La voce accoglie principalmente i crediti per finanziamenti a breve termine e remunerati a tasso di mercato concessi alle joint venture PowerCrop Srl per 50 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e alla controllata di quest'ultima Powercrop Macchiareddu Srl per 51 milioni di euro (non presente al 31 dicembre 2016).

30 Altre attività correnti – Euro 134 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Certificati verdi	2	2	-
Quote di costi differiti	14	14	-
Crediti per contributi in conto impianti	1	2	(1)
Anticipi a fornitori	2	3	(1)
Altri crediti	115	157	(42)
Totale	134	178	(44)

Le "Quote di costi differiti", pari a 14 milioni di euro, 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.

Gli "Altri crediti", pari a 115 milioni di euro si riferiscono principalmente ai crediti verso il GSE per la vendita incentivata di energia per 59 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e ai crediti verso società controllate per 21 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

31 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Depositi bancari	7	11	(4)
Totale	7	11	(4)

31 Attività e passività classificate come possedute per la vendita – Euro 72 milioni

La voce “Attività classificate come possedute per la vendita” si riferisce sostanzialmente alle partecipazioni detenute nella società Hydromac Energy Srl (761 milioni di euro) ed Enel Green Power Latina America (0,7 milioni di euro) le quali, assieme al corrispondente finanziamento verso Enel Finance International NV (691 milioni di euro), costituiscono il ramo d’azienda che sarà oggetto di conferimento in capo alla consociata Enel Chile Sa, nell’ambito del “progetto Elqui Lato Italia”. Per maggiori dettagli sull’operazioni, si rinvia alla Relazione sulla gestione.

Passivo

Patrimonio netto

33 Patrimonio netto – Euro 6.601 milioni

Il patrimonio netto è così composto:

Capitale sociale – Euro 272 milioni

Il “Capitale sociale”, rappresentato da 1.360.000.000 di azioni ordinarie con un valore nominale di 0,20 euro, risulta interamente versato ed è detenuto da Enel Spa.

Altre Riserve – Euro 5.134 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 (107) milioni

Milioni di euro	al 31.12.2016	Utili (perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Effetto fiscale a Patrimonio netto	al 31.12.2017
Utili (perdite) da variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	(91)	(23)	-	7	(107)
Utili (perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(91)	(23)	-	7	(107)

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 (9) 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 5.057 milioni

Le “Altre riserve diverse” invariate rispetto ai valori al 31 dicembre 2016, 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.

Utili e perdite accumulati – Euro 1.137 milioni

Gli “Utili e perdite accumulati” accolgono gli utili di esercizi precedenti portati a nuovo.

Utile dell'esercizio – Euro 58 milioni

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

Milioni di euro	Importo	Possibilità di	Quota disponibile
Capitale sociale	272		
Riserve di capitale			
Altre	5.195	A,B,C	5.195
Riserve di utili			
Riserva legale	54	B	
Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	(107)		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(9)		
Utili e perdite accumulati	1.137	A,B,C	1.137
Totale	6.542		6.332

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

33.1 Dividendi

Il dividendo dell'esercizio 2016, pari a euro 0,0369 per azione, per un ammontare complessivo di 50 milioni di euro, è stato deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 28 aprile 2017 ed è stato distribuito nel mese di maggio 2017.

33.2 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 2017.

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

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Posizione finanziaria non corrente	2.102	1.243	859
Posizione finanziaria corrente netta	2.287	1.964	323
Crediti finanziari non correnti a lungo termine	(289)	(204)	(85)
Indebitamento finanziario netto	4.100	3.003	1.097
Patrimonio Netto	6.601	6.610	(9)
Indice debt/equity	0,62	0,45	

Passività non correnti

34 Finanziamenti – Euro 2.103 milioni (a lungo termine) ed euro 2.395 milioni (a breve termine)

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	2.103	1.243	129	131
Finanziamenti a breve termine			2.266	1.887
Totale	2.103	1.243	2.395	2.018

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 43 “Strumenti finanziari”.

35 TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 57 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, la voce “Altre Variazioni” fa riferimento principalmente all’acquisizione del ramo Large Hydro avvenuta 1 ottobre 2017:

Milioni di euro	2017					2016				
	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	25	-	4	6	35	22	-	4	6	32
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	1	-	1	-	-	-	1	1
Interessi passivi	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Pagamenti per estinzioni	(2)	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	(2)
Altre Variazioni	19	-	1	2	22	2	-	-	-	2
Passività attuariale al 31 dicembre (Passività in bilancio)	43	-	6	8	57	25	-	4	7	36

Nelle seguenti tabelle è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	2017	2016
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.

	2017	2016
Tasso di attualizzazione	0,20 % - 1,50 %	0,30 % - 1,40 %
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,5 % - 3,5 %	1,4 % - 3,4 %
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	2,5%	2,4%

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
	2017				2016			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	25	-	6	4	26	-	4	3
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	23	-	5	3	24	-	4	3
Incremento 0,5% tasso di inflazione	21	-	6	4	22	-	5	4
Incremento 0,5% delle retribuzioni	21	-	-	4	22	-	-	4
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	1	-	-	-	5	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	-	-	-	-	-	-	4	-

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 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 2017	al 31 dicembre 2016
Entro 1 anno	2	1
tra 1 – 2 anni	1	1
tra 2 – 5 anni	5	6
Oltre 5 anni	11	11

36 Fondi rischi e oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 164 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 2017 e al 31 dicembre 2016, distinguendo la quota corrente e la quota non corrente, è rappresentato nella seguente tabella:

Milioni di euro	al 31 dicembre 2017		al 31 dicembre 2016	
	Non-corrente	Corrente	Non-corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- contenzioso legale	9	-	12	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	81	-	70	8
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	1	-	1	-
- Fondo oneri partecipazioni	-	11	-	-
Totale	91	11	83	8
Fondo oneri per incentivi all'esodo	53	9	37	8
TOTALE	144	20	120	16

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

Milioni di euro	al		Utilizzi	Rilasci	Altri movimenti	al		Di cui quota corrente
	31.12.2016	Accantonamenti				31.12.2017		
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:								
- contenzioso legale	12	3	(3)	(2)	(1)	9	-	
- relativo a oneri su impianti di produzione	78	24	(14)	-	(7)	81	-	
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	1	-	-	-	-	1	-	
- Fondo oneri partecipazioni	-	11	-	-	-	11	11	
Totale	91	38	(17)	(2)	(8)	102	11	
Fondo oneri per incentivi all'esodo	45	-	(9)	-	26	62	9	
Totale Fondi rischi e oneri	136	38	(26)	(2)	18	164	20	

Il fondo oneri da partecipazioni è stato rilevato a fronte di oneri, che si ritiene saranno sostenuti dalla Società negli esercizi successivi, previsti nell'ambito della cessione della quota di partecipazione (85,17%) nel capitale della società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri; tale operazione, finalizzata nel mese di marzo 2018, è commentata nei Fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio.

Fondo contenzioso legale – Euro 9 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 81 milioni

Si riferiscono principalmente ai seguenti fondi:

Fondo oneri ambientali e Fondo Smantellamento e ripristino - *Euro 22 milioni*

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

Fondo imposta sulla proprietà degli immobili - Euro 21 milioni

Tale fondo accoglie la stima delle passività che si ritiene probabile che deriveranno 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.

Altri fondi - *Euro 38 milioni*

Gli "Altri fondi" sono costituiti principalmente dal fondo smantellamento e ripristino che 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.

Fondo oneri da partecipazioni – Euro 11 milioni

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

In particolare, il fondo è stato rilevato a fronte di oneri, che si ritiene saranno sostenuti dalla Società negli esercizi successivi, previsti nell'ambito della cessione della quota di partecipazione (85,17%) nel capitale della società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri; tale operazione, finalizzata nel mese di marzo 2018, è commentata nei Fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 62 milioni

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie il Fondo esodo incentivato (ex. Art.4 L.92/2012, cosiddetta Legge Fornero) e si incrementa di 17 milioni di euro per effetto del saldo netto tra gli utilizzi (9 milioni di euro) e altri movimenti (26 milioni di euro) riferiti principalmente all'acquisizione del ramo Large Hydro avvenuta nel 2017.

37 Altre passività non correnti - Euro 37 milioni

La voce si riferisce per 25 milioni di euro 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 (33 milioni di euro al 31 dicembre 2016); 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 6 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

38 Debiti commerciali – Euro 254 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti commerciali			
- per fatture da ricevere	192	144	48
- per fatture ricevute	62	93	(31)
Totale	254	237	17

I “Debiti commerciali” pari a 254 milioni di euro si riferiscono per 134 milioni di euro a debiti verso terzi (113 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e per 120 milioni di euro a debiti verso parti correlate (124 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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 19 milioni di euro ai servizi di *energy management* e ad altre prestazioni effettuate da Enel Produzione Spa (28 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > per 57 milioni di euro ai contratti di *service* con Enel Italia Srl (già Enel Servizi Srl) quali, principalmente, i contratti di *global service*, di amministrazione, di amministrazione del personale e altre prestazioni (40 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > per 5 milioni di euro alle cessioni di credito effettuate da fornitori di Enel Green Power Spa a favore di Enel Factor Spa (12 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > per 2 milioni di euro alle management e technical fees, e altri servizi prestati dalla controllante Enel Spa (12 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > per 2 milioni di euro all'acquisto energia da Enel Energia (8 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Fornitori			
Italia	237	231	6
UE	15	5	10
Extra UE	2	1	1
Totale	254	237	17

Considerata la naturale scadenza a breve termine dei debiti commerciali, l'analisi per maturazione degli stessi è ritenuta non significativa.

39 Debiti per imposte sul reddito – Euro 2 milioni

La voce si riferisce principalmente ai debiti per IRES nei confronti della controllante Enel Spa nell'ambito del consolidato fiscale (1 milione di euro al 31 dicembre 2016).

40 Altre passività finanziarie correnti – Euro 36 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Ratei passivi finanziari correnti	11	8	3
Altri debiti finanziari	25	16	9
Totale	36	24	12

I “Ratei passivi su finanziamenti correnti” sono relativi principalmente al debito verso Enel Finance International NV per 6 milioni di euro e al conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 2 milioni di euro.

Gli “Altri debiti finanziari” si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 25 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

41 Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 4.100 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 2017	al 31 dicembre 2016	2017-2016
Finanziamenti a lungo termine	2.103	1.243	860
Finanziamenti a breve termine	2.266	1.887	379
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	129	132	(3)
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	(289)	(203)	(86)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	(102)	(45)	(57)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(7)	(11)	4
Totale	4.100	3.003	1.097

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, 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 2017	al 31 dicembre 2016	2017-2016
Liquidità	7	11	(4)
Crediti finanziari correnti	100	44	56
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(129)	(131)	2
Altri debiti finanziari correnti	(2.265)	(1.888)	(377)
Debiti finanziari correnti	(2.394)	(2.019)	(375)
Posizione finanziaria corrente netta	(2.287)	(1.964)	(323)
Debiti bancari non correnti	(1.116)	(1.243)	127
Altri debiti non correnti	(986)	-	(986)
Debiti finanziari non correnti	(2.102)	(1.243)	(859)
Posizione finanziaria non corrente	(2.102)	(1.243)	(859)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(4.389)	(3.207)	(1.182)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	289	204	85
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(4.100)	(3.003)	(1.097)

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 4.100 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di (1.097) milioni di euro a fronte principalmente di un incremento di 1.376 milioni di euro dei debiti finanziari verso Enel Finance International NV e di un incremento di 85 milioni di euro dei crediti finanziari a lungo termine.

42 Altre passività correnti – Euro 132 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti per contributi di urbanizzazione	24	26	(2)
Debiti verso dipendenti	26	17	9
Debiti verso enti previdenziali	19	12	7
Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni	5	5	-
Altre passività correnti	58	258	(200)
Totale	132	318	(186)

Le “Altre passività correnti “ si riducono di 200 milioni di euro, passando da 258 milioni al 31 dicembre 2016 a 58 milioni di euro al 31 dicembre 2017 per il pagamento effettuato a marzo 2017 del debito verso Enel Finance International NV, rilevato a seguito della operazione di fusione di Enel Green Power International BV in EGP.

La voce comprende altre passività a breve verso terzi per 27 milioni di euro (34 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e verso parti correlate per 31 milioni di euro (224 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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 2017, 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.

43 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.

43.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, 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 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Finanziamenti e crediti	289	203	751	535
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico			-	-
Derivati attivi al FVTPL	2	2	3	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	2	2	3	-
Derivati attivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	7	3	-	3
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura	7	3	-	3
Totale	298	208	754	538

43.1.1 Finanziamenti e crediti

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

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			7	11
Crediti commerciali			638	476
Altre attività finanziarie correnti			106	48
Altre attività finanziarie non correnti	289	203		
Totale	289	203	751	535

I crediti commerciali da clienti al 31 dicembre 2017 ammontano a 638 milioni di euro (476 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Si precisa che nella nota 44 "Risk Management" è fornito il dettaglio dell'*ageing* dei crediti verso terzi scaduti, ma non svalutati.

43.1.2 Derivati attivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non Corrente						Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value		
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
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	45	-	45	3	3	-	8	-	8	-	3	(3)
Totale	736	-	736	7	3	4	8	-	8	-	3	(3)
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	363	20	343	2	2	-						
sul rischio di tasso di cambio		3	(3)	-	-	-	374	73	301	3	-	3
Totale	363	23	340	2	2	-	374	73	301	3	-	3
Totale derivati attivi	1.099	23	1.076	9	5	4	382	73	309	3	3	-

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che i derivati sono tutti classificati come livello 2. Per maggiori dettagli sui derivati attivi si rinvia alla nota 45 "Derivati e hedge accounting".

43.2 Passività finanziarie per categorie

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, 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 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	2.103	1.243	2.649	2.168
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico				
Derivati passivi al FVTPL	1	2	3	1
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	1	2	3	1
Derivati passivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	55	69	101	55
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura	55	69	101	55
Totale	2.159	1.314	2.753	2.223

43.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

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

Milioni di euro	Non Corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	2.103	1.243	-	-
Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	-	-	129	131
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.266	1.887
Debiti commerciali	-	-	254	150
Totale	2.103	1.243	2.649	2.168

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 2.232 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 2017, 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	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	2017-2016
Finanziamenti v /terzi	al 31.12.2017					al 31.12.2016					
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	269	269	16	253	319	285	285	269	16	338	(16)
- tasso variabile	977	973	113	864	1025	1.089	1.089	974	115	1.136	(112)
Totale	1.246	1.242	129	1.117	1344	1.374	1.374	1.243	131	1.474	(128)
Totale finanziamenti a tasso fisso	269	269	16	253	319	285	285	269	16	338	(16)
Totale finanziamenti a tasso variabile	977	973	113	864	-	1025	1.089	974	115	1.136	(112)
Totale finanziamenti v /Terzi	1.246	1.242	129	1.117	1344	1.374	1.374	1.243	131	1.474	(128)
Finanziamenti v/Gruppo											
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso											
- tasso variabile	986	986	-	986	1024						
Totale	986	986	-	986	1024	-	-	-	-	-	-
TOTALE	2.232	2.228	129	2.103	2368	1.374	1.374	1.243	131	1.474	(128)

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 interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2017		al 31.12.2016	al 31.12.2017	
Euro	2.228	2.232	1.374	1,33%	1,43%
Totale valute non euro	-	-	-		
TOTALE	2.228	2.232	1.374		

L'indebitamento finanziario a lungo termine compresa la quota a breve evidenzia un decremento di 128 milioni di euro rispetto al 2016.

Finanziamenti a breve termine - 2.267 milioni di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2017, distinti per natura.

Milioni di euro			
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Finanziamenti a breve termine	1.866	1.298	568
verso società controllate e collegate	-	220	(220)
verso società del gruppo Enel	1.800	1.000	800
verso Terzi	66	78	(12)
Conto Corrente Intersocietario	401	590	(189)
verso Società controllate	315	111	204
verso Enel Spa	86	479	(393)
Totale	2.267	1.888	379

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 si incrementa di 379 milioni di euro principalmente per l'aumento dei depositi a breve termine delle società di Sviluppo Italiane in tesoreria accentrata con EGP Spa per l'ottimizzazione della liquidità del gruppo e dalla variazione della posizione sul conto corrente con Enel Spa (a debito per 86 milioni di euro al 31 dicembre 2017 a debito per 479 milioni di euro al 31 dicembre 2016), dovuto in maggior parte all'aumento delle partecipazioni in società controllate.

43.2.2 Derivati passivi

La tabella seguente indica, il valore nozionale e il *fair value* dei derivati passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non Corrente						Corrente					
	Valore nozionale			Fair value			Valore nozionale			Fair value		
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Derivati designati come strumenti di copertura:												
Cash flow hedge												
sul rischio di tasso d'interesse	692	701	(9)	44	58	(14)	4	9	(5)	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity	85	122	(37)	11	11	-	452	441	11	101	55	46
Totale	777	823	(46)	55	69	(14)	456	450	6	101	55	46
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	18	20	(2)	1	2	(1)	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	84	5	79	3	1	-
Totale	18	20	(2)	1	2	(1)	84	5	79	3	1	-
Totale derivati passivi	795	843	(48)	56	71	(15)	540	455	85	104	56	46

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value si evidenzia che i derivati sono tutti classificati come livello 2, ad eccezione del diritto di opzione per l'acquisto della quota nelle partecipate PH Chucas SA, e Parque Eolico Talinay Oriente che sono classificati di livello 3.

Per maggiori dettagli sui derivati passivi rinvia alla nota 45 "Derivati e hedge accounting".

44 Risk management

44.1 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.

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.

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.

44.2 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 esposto al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, derivante principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, dei tassi di cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa da quella di conto di ogni Paese, nonché 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 è la controllante 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 2017 e 31 dicembre 2016 suddiviso per tipologia di contratto:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Interest rate swap da variabile a fisso	1.678	730
Interest rate swap da fisso a variabile	91	20
Totale	1.769	750

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si rinvia alla nota 45 "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 2017 si evidenzia che lo stesso risulta essere stipulato a tasso variabile per il 91% (79% al 31 dicembre 2016) e coperto dal rischio tasso al 52%, 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 31.12.2017			al 31.12.2016	
	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	-	20	-	7
	-25bp	-	(20)	-	(7)

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 esposto 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 le società 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 2017 e del 31 dicembre 2016 il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Currency forward	457	23
Totale	457	23

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n.45 "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 e 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 31.12.2017			al 31.12.2016	
	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%	30	-	2	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	(10%)	(37)	-	(3)	-

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 incorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, suddiviso per tipologia di strumento:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016
CFD	589	563
Totale	589	563

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 45 “*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 31.12.2017		al 31.12.2016		
	Aumento/ Riduzione nei prezzi delle commodity	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)
CFD	10%		66		(118)
	(10%)		(66)		(4)

44.3 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 2017 e del 31 dicembre 2016 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo “Strumenti Finanziari”.

Concentrazione del 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 28% del totale crediti (87% al 31 dicembre 2016).

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Di seguito si riporta la tabella sulla esigibilità dei crediti verso terzi:

Milioni di euro	al 31.12.2017
Crediti commerciali svalutati	-
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	37
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati	36
- da meno di 3 mesi	5
- da 3 a 6 mesi	1
- da 6 a 12 mesi	6
- da 12 a 24 mesi	6
- da più di 24 mesi	18
Totale	73

44.4 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 dell'eventuali eccedenze di liquidità.

La società detiene le seguenti linee di credito non utilizzate al 31.12.2017:

Milioni di euro	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno
Linee di credito committed	714	119	803	-
Totale	714	119	803	-

Maturity analysis

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		16	17	55	181
- tasso variabile	21	92	107	341	413
Totale	21	108	124	396	594
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso					
- tasso variabile		2.266		420	1.261
Totale	-	2.266	-	420	1.261
TOTALE	21	2.374	124	816	1.855

45 Derivati e Hedge Accounting

45.1 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 dallo IAS 39.

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 44 "*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 rilevi 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).

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.

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.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	31.12.2016	al 31.12.2017	31.12.2016	al 31.12.2017	31.12.2016	al 31.12.2017	31.12.2016
Derivati								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d’interesse	691	-	4	-	696	709	(44)	(58)
sul rischio di prezzo su commodity	53	-	3	-	537	563	(112)	(61)
Totale	744	-	7	-	1.233	1.272	(156)	(119)

Relativamente alla classificazione dei derivati di hedging come attività non-correnti e correnti e passività non-correnti e correnti, si veda la nota 43 “Strumenti finanziari”.

Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

La società al 31 dicembre 2017 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 2017 il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge, associati alle attività, ammonta a 744 milioni di euro a cui corrisponde un fair value positivo di 7 milioni di euro. Mentre il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge, associati alle passività, ammonta a 1.233 milioni di euro a cui corrisponde un fair value negativo di 156 milioni di euro.

45.1.1 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 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile.	(40)	1.316	(58)	709
Interest rate swap	Credito finanziario a tasso variabile	-	72		
Totale		(40)	1.388	(58)	709

L'ammontare del nozionale dei derivati in cash flow hedge è pari a 1.388 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 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Derivati	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Cash flow hedge								
Interest rate swap	691	-	4	-	697	709	(44)	(58)
Totale derivati su tasso d'interesse	691	-	4	-	697	709	(44)	(58)

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse:

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
CFH su tasso d'interesse	(40)	(18)	(15)	(10)	(5)	(2)	8
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(40)	(18)	(15)	(10)	(5)	(2)	8

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	2017	2016
Saldo di apertura al 1 gennaio	(58)	(35)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a conto economico	18	(23)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(40)	(58)

45.1.2 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 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
CFD	53	-	3	-	(536)	563	(112)	(61)
Totale derivati su energia	53	-	3	-	(536)	563	(112)	(61)
Totale derivati su prezzo su commodity	53	-	3	-	(536)	563	(112)	(61)

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 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2021
CFH su prezzo su commodity	(109)	(101)	(8)	-	-	-	-
Fair value positivo	3	-	3				
Fair value negativo	(112)	(101)	(11)				

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	2017	2016
Saldo di aperture al 1 gennaio	(61)	(15)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	(41)	(46)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(102)	(61)

45.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 per ciascun tipo di rischio:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Derivati al FVTPL								
- sul rischio di tasso d'interesse								
Interest rate swap	363	20	2	2	18	20	(2)	(2)
- sul rischio di tasso di cambio								
currency forward	374	-	3	-	84	23	(3)	(1)
Totale	737	20	5	2	102	43	(5)	(3)

Informativa sulle parti correlate

Per l'informativa sulle parti correlate si rimanda a quanto indicato nel bilancio consolidato (Nota n.48).

Per l'informativa sulla remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda a quanto pubblicato nel Documento informativo sui compensi 2015", pubblicato sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com, sezione "Governance").

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

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 Spa riguardano:

- > Enel Trade Spa: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power Spa a Enel Trade Spa e gestione del rischio su *commodity* effettuata da Enel Trade Spa per le società del Gruppo Enel Green Power Spa;
- > Enel Produzione Spa: vendita di energia da Enel Green Power Spa a Enel Produzione Spa e prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione Spa per Enel Green Power Spa;
- > 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 Ingegneria e Ricerca Spa: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolti da Enel Ingegneria e Ricerca Spa per Enel Green Power Spa e le società del Gruppo;
- > Enel Finance International BV: erogazione di finanziamenti ad Enel Green Power Spa e alle società del Gruppo;
- > società all'interno del subgruppo Endesa: gestione di servizi amministrativi, di fornitura di *software* e *hardware* e di compravendita di energia per il subgruppo Enel Green Power España

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 Eolico Taltal 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	-	-	-	-
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Enerlive Srl	1	2	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Egp Bioenergy 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 Energia Limpia Srl De Cv	1	-	-	-	-	1
Proveedora De Electricidad De Occidente Srl De Cv	1	-	-	-	-	-
Mexicana De Hidroelectricidad Mexhidro Srl De Cv	1	-	-	-	-	-
Stipa Nayaá Sa De Cv	2	-	-	-	-	-
Eólica Zopiloapan Sapi De Cv	1	-	-	-	-	-
Vientos Del Altiplano, S. De R.L. De C.V.	3	-	-	-	-	-
Energia Limpia De Palo Alto, S. De R.L. De C.V.	3	-	-	-	-	1
Energia 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 Ii, 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 Ii, 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 commerciali e diversi 2016

Milioni di Euro	Costi				Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2016		2016		2016	
Società controllante						
Enel SpA	13	12	-	18	-	-
Totale	13	12	-	18	-	-
Imprese controllate e collegate						
3SUN Srl	-	2	42	1	-	-
Altomonte FV Srl	1	1	-	-	-	-
BLP Energy Private Limited	1	-	-	-	-	1
Erdwärme Oberland GmbH	2	-	-	-	-	2
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	14	-	-	-	-	2
Enel Brasil Participações Ltda	33	-	-	-	-	3
Enel Green Power Bioenergy Srl	2	-	-	-	-	-
EGP Bom Jesus da Lapa Solar S	3	-	-	-	-	3
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Calabria Srl	6	1	-	-	-	2
Enel Green Power Chile Limitada	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Costa Rica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cristal Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Damascena Eolica SA	2	-	-	-	-	-
EGP DELFINA A EÓLICA S.A.	3	-	-	-	-	3
Enel Green Power Dois Riachos Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Emiliana Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Esperança Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Fazenda SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Finale Emilia Srl	18	1	-	-	-	10
Enel Green Power Guatemala SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	19	3	-	1	-	1
EGP Horizonte MP Solar S.A.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Manicoba Eolica SA	1	-	-	-	-	-
EGP ITUVERAVA NORTE SOLAR S.A	2	-	-	-	-	2
EGP ITUVERAVA SUL SOLAR S.A.	3	-	-	-	-	3
EGP ITUVERAVA SOLAR S.A.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Latin America Ltda	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de CV	13	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo II Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Development	3	1	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	21	1	-	-	-	10
EGP Nova Olinda B Solar S.A.	3	-	-	-	-	3
EGP Nova Lapa Solar S.A.	3	-	-	-	-	3
Enel Green Power Panama SA	1	-	-	-	2	1
Enel Green Power Pau Ferro Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Perú SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Primavera Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	21	2	-	1	-	4
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	12	-	-	-	-	1
Enel Green Power Salto Apiacas SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Energy Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Tacaico Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Villoresi Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Uruguay SA	2	-	-	-	-	-

Energia Eolica Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	2	-	-	-	-	-
Enerlive Srl	1	1	-	-	-	-
Goodwell Wind Project LLC	6	-	-	-	-	-
Kalenta Ltd	1	-	-	-	-	-
LLANO SANCHEZ 1	1	-	-	-	4	1
LLANO SANCHEZ 3	1	-	-	-	5	1
LLANO SANCHEZ 4	-	-	-	-	4	-
Little ELK Wind Project LLC	2	-	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	5	-	-	-	-	-
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de cv	1	-	-	-	-	1
P.H. Chucas SA	4	-	-	-	-	1
Energia Limpia de Palo Alto, S. de R.L. de C.V.	2	-	-	-	-	2
Parcque Eolico Renaico SpA	-	-	-	-	-	12
Parque Talinay Oriente SA	1	-	-	-	-	-
Powercrop Srl	2	-	-	-	-	-
Powercrop Macchiareddu Srl	3	-	-	-	-	-
Powercrop Russi Srl	2	-	-	-	-	-
Provedora de Electricidad de Occidente Srl de cv	1	-	-	-	-	1
Renovables de Guatemala SA	1	-	-	-	-	1
SOL REAL ISTMO	1	-	-	-	3	1
Stipa Nayaá SA de CV	2	-	-	-	-	2
Taranto Solar Srl	1	-	-	-	-	-
Vientos de Altiplano, S. de R.L. de C.V.	2	-	-	-	-	2
Altre parti correlate	-	-	-	-	-	-
Totale	267	13	42	3	18	86
Società del Gruppo Enel						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Distribuzione Spa	1	-	-	-	-	-
Enel Energia Spa	-	8	4	-	-	-
Enel Green Power España SA	5	-	-	3	-	8
Enel Factor	-	12	-	-	-	-
Enel Finance International NV	-	204	-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	40	-	37	-	-
Enel Produzione Spa	142	28	2	8	3	-
Enel Sole Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Trade Spa	14	30	-	-	124	-
Totale	162	324	6	49	127	8
TOTALE	442	349	48	70	145	94

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	-	-		-
Egp 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 (compreso finanziamento incluso nella voce "Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita")	4	3.483	-	27		-
Enel Trade Spa	3	112	-	118		-
Totale	7	3.595	145	-		
TOTALE	133	4.070	214	177		

Rapporti finanziari 2016

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2016		2016	
Impresa controllante				
Enel SpA	1	560	33	7
Totale	1	560	33	7
Imprese controllate e collegate				
Altomonte FV Srl	131	1	-	4
3SUN Srl	-	228	1	-
Enel Green Power Bioenergy Srl	-	4	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	-	11	-	2
Enel Green Power Chile Limitada	-	-	-	2
Enel Green Power Finale Emilia Srl	11	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	-	-	27	2
Enel Green Power México S de RL de CV	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	-	-	-	5
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	1	-	1
Enel Green Power Perú SA	-	-	-	1
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	-	-	-	5
Enel Green Power Solar Energy Srl	-	35	-	-
Enel Green Power Strambino Solar Srl	1	-	-	-
Enel Green Power Uruguay SA	-	-	-	1
Energia Eolica Srl	4	1	-	1
Enerlive Srl	-	13	-	-
Generadora de Occidente Ltda	-	-	-	9
Holding Energia Solare	75	-	-	-
Maicor Wind Srl	-	1	-	3
Marte Srl	-	37	-	-
Powercrop Srl	26	-	-	-
Taranto Solar Srl	(1)	-	-	-
Totale	247	332	28	42
Società del Gruppo Enel				
Enel Trade SpA	5	66	29	25
Enel Finance International NV	-	1.000	3	-
Totale	5	1.066	32	25
TOTALE	253	1.958	93	74

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	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			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

Milioni di Euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
al 31.12.2016			2016		2016	
Parti correlate esterne al Gruppo Enel						
GME Spa	-	-	26	4	436	2
GSE Spa	94	1	-	2	11	305
Terna Spa	-	-	(4)	-	10	-
Totale	94	1	22	6	457	307

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.

Altri impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Fidejussioni e garanzie prestate a:	11.689	9.422	2.267
- terzi	26	23	3
- imprese controllate	11.663	9.399	2.264
Impegni assunti:	620	507	113
- forniture e prestazioni	620	507	113
Totale	12.309	9.929	2.380

Attività e passività potenziali

Enel Green Power Spa contro General Membrane (giudizio connesso al primo arbitrato di cui al punto precedente)

EGP in data 1 marzo 2013 ha iniziato dinanzi al Tribunale Civile di Roma un giudizio contro General Membrane, quale appaltatrice e mandataria del Raggruppamento Temporaneo delle imprese che hanno realizzato la costruzione dell'impianto fotovoltaico presso il CIS, al fine di ottenere il risarcimento dei danni subiti a seguito dell'incendio verificatosi in data 22 aprile 2011.

L'importo dei danni richiesto da EGP nell'ambito di detto procedimento è di circa 16 milioni di euro.

La società appaltatrice si è costituita in giudizio sostenendo di non avere responsabilità nell'evento dannoso ed ha chiesto a EGP il pagamento di circa 9 milioni di euro a titolo di risarcimento danni.

Il giudice in data 12 febbraio 2015 ha rinviato la causa per precisazione delle conclusioni all'udienza del 7 marzo 2017.

In data 23 maggio 2017 il Tribunale di Roma si è pronunciato rigettando tutte le domande e condannando EGP al pagamento di circa 500.000 euro a favore della RTI General Membrane a titolo di interessi sui pagamenti effettuati in ritardo da EGP.

EGP nel mese di luglio 2017 ha promosso appello avverso la predetta sentenza ed RTI General Membrane ha proposto appello incidentale.

All'udienza del 12 dicembre 2017 la Corte d'Appello ha rinviato al 29 gennaio 2021 per la precisazione delle conclusioni. Si precisa che sono in corso delle trattative per la bonaria definizione del contenzioso.

Ministero dell'Ambiente contro Enel Green Power Spa

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 15.05.2017 il Giudice rimetteva la causa in istruttoria e disponeva consulenza tecnica di ufficio. Il termine per il deposito dell'elaborato definitivo è stato fissato all'11.09.2018.

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.

Si precisa, infine, che il termine per l'impugnazione della Sentenza sopracitata, in assenza di notifica, scadrà il 12 febbraio p.v. Il Forum Ambientalista ha notificato il ricorso in appello dinanzi al Consiglio di Stato in data 7 febbraio 2018.

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. Le prossime udienze sono state fissate per l'11 aprile e per il 9 maggio 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.

Oasi Ripabianca

In data 14 luglio 2017, è stato notificato a Enel Green Power Spa 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.

Contenziosi Enel si

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 Commissione Tributaria Regionale, anch'esso rigettato con sentenze nr. 1576/201414 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% ai 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).

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 la Società ha promosso ricorso in Cassazione. L'Agenzia ha invece proposto ricorso presso la Suprema Corte avverso la sentenza n. 4182/16.

La stessa Agenzia delle Entrate, per quanto constatato dalla Guardia di Finanza, con altri tre atti di accertamento, ha altresì disconosciuto la valenza fiscale dei costi sostenuti, nell'anno 2010, per l'acquisto di pannelli fotovoltaici da soggetti residenti in paesi a fiscalità privilegiata e precisamente residenti in Svizzera ed Hong Kong, accertando un maggior reddito imponibile ai fini IRES ed IRAP per euro 5.210.818,40. Per tali accertamenti, la Società, ha presentato nell'anno 2016 istanza di accertamento con adesione, definito ai soli fini deflattivi con il pagamento circa 260 mila euro.

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 delle Entrate presso la Commissione Tributaria Regionale; tale giudizio è tutt'ora pendente.

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".

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Si riportano di seguito i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

3 gennaio 2018 – E' stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in Enel Green Power Spa della società 3Sun Srl, uno dei più grandi impianti di produzione di pannelli fotovoltaici d'Europa con sede a Catania, controllata interamente da Enel Green Power.

Il progetto di fusione è stato approvato dagli organi sociali della suddetta società e apporterà 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 si prevedono 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.

1 marzo 2018 – Enel Green Power Spa, già titolare del 70% delle quote della società EGP Finale Emilia, 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 delle Società.

La società EGP Finale Emilia 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 – Enel Green Power Spa ha ceduto la propria partecipazione (85,17%) detenuta nella società tedesca Erdwärme Oberland GmbH alla società finlandese Taaleri, per un corrispettivo pari a 0,85M di euro.

L'operazione prevede anche un success bonus di 2M di euro nel caso l'acquirente inizi la perforazione del secondo pozzo ed un earn out derivante i) dalla vendita di una parte dell'inventario rimasto ad Erdwärme Oberland GmbH e ii) da un possibile rimborso da parte dell'assicurazione per claim pendente. EGP non sopporterà, quindi, alcun costo per le operazioni di chiusura del pozzo e ripristino del sito, stimati in circa 3,5M di euro.

Compensi alla Società di revisione

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2017 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	2017
Revisione contabile	165
Revisione Conti annuali separati ai sensi della Delibera del 18 gennaio 2007, n. 11 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)	30
Servizi di attestazione ¹	224
Totale	419

¹ I servizi di attestazione si riferiscono anche ad attività affidate alla società di revisione EY Spa per obblighi di legge.

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 31.12.2016

ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	27
Partecipazioni	42.793
Attività finanziarie non correnti	2.522
Altre attività non correnti	558
Totale	45.900
Attività correnti	
Crediti commerciali	255
Attività finanziarie correnti	4.701
Altre attività correnti	511
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.038
Totale	8.505
TOTALE ATTIVITA'	54.405
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	26.916
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	13.664
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	600
Passività finanziarie non correnti	3.082
Altre passività non correnti	36
Totale	17.382
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.157
Debiti commerciali	150
Passività finanziarie correnti	1.106
Altre passività correnti	1.694
Totale	10.107
TOTALE PASSIVITA'	27.489
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	54.405

Enel SpA - Conto Economico

Milioni di euro	2016
Ricavi	207
Costi	784
Proventi da partecipazioni	2.882
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(763)
Imposte	(178)
UTILE DELL'ESERCIZIO	1.720

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017 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.

Signori Azionisti,

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 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 della sottoscrizione con decorrenza dal 1° ottobre 2017 del contratto con Enel Produzione S.p.A. per l'acquisto del ramo d'azienda relativo alle attività di manutenzione e di ingegneria degli impianti idroelettrici ("Ramo Hydro");*

- *la Società ha operato nel 2017 in termini confrontabili con l'esercizio precedente e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo riguardo della sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli del precedente esercizio.*

La presente relazione riassume quindi l'attività concernente l'informativa prevista dall'articolo 2429, comma 2, c.c. e più precisamente:

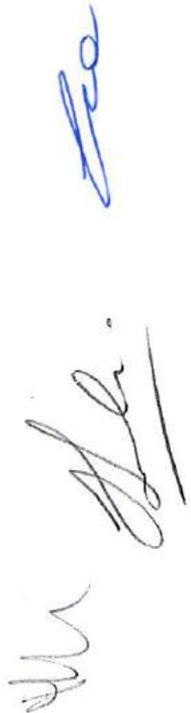
- *sui risultati dell'esercizio sociale;*
- *sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla legge;*
- *sulle osservazioni e sulle proposte in ordine al bilancio;*
- *sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei Soci di cui all'articolo 2408 c.c..*

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, nella Politica sui Diritti Umani 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 gestione. Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della Ernst & Young 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 Ernst & Young 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 2017 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 Ernst & Young 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, le politiche di gestione dei rischi finanziari, 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 Ernst & Young 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 svolti, si ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 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 2017, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 57.548.557,19.

Roma, 9 aprile 2018

Il Collegio Sindacale

Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)

Dott.ssa Maria Rosaria Leccese (Sindaco Effettivo)

Dott. Silvio Salini (Sindaco Effettivo)

Giuseppe Ascoli
Maria Rosaria Leccese
Silvio Salini

Enel Green Power S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017

**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 2017, 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 2017, 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 dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

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

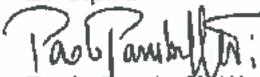
Gli amministratori della Enel Green Power S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2017, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

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 2017 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 2017 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, 9 aprile 2018

EY S.p.A.

Paolo Pambuffetti
(Socio)

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