



Relazione e Bilancio di esercizio di Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2016

Indice

Organi sociali.....	3
Assetto dei poteri.....	4
Relazione sulla gestione.....	6
Sintesi dei risultati.....	6
Fatti di rilievo del 2016.....	10
Il contesto economico energetico nel 2016.....	14
I mercati dell'energia elettrica.....	17
La sostenibilità in Enel Green Power.....	22
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario.....	25
Risorse umane e organizzazione.....	34
Prevedibile evoluzione della gestione.....	37
Corporate Governance.....	38
Altre informazioni.....	41
Bilancio di esercizio.....	42
Prospetti contabili.....	43
Note di commento.....	48

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Alberto De Paoli¹

Amministratore delegato

Francesco Venturini²

Consigliere³

Francesca Romana Napolitano⁴

Collegio Sindacale

Presidente

Franco Fontana

Sindaci effettivi

Giuseppe Ascoli
Maria Rosaria Leccese

Sindaci supplenti

Pietro La China
Alessio Temperini
Anna Rosa Adiutori

Società di Revisione

EY SpA

¹ Nominato Amministratore e Presidente con Delibera Assembleare del 29 aprile 2016.

² Nominato Amministratore con Delibera Assembleare del 29 aprile 2016 e Amministratore Delegato con delibera consiliare del 29 aprile 2016

³ Con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2015 è venuto a scadere il termine di durata in carica dei componenti del Consiglio di Amministrazione: (Alberto De Paoli, Francesco Venturini, Luca Anderlini, Carlo Angelici, Francesca Romana Napolitano, Ludovica Maria Vittoria Parodi Borgia, Giovanni Pietro Malagnino, Paola Muratorio e Luciana Tarozzi). La nuova composizione del Consiglio di Amministrazione è stata deliberata dall'Assemblea in data 29 aprile 2016.

⁴ Nominata Amministratore con Delibera Assembleare del 29 aprile 2016.

Assetto dei poteri

Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti delibera in merito alla nomina 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 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 e del Gruppo Enel Green Power ed esamina e approva il Piano Industriale.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power in carica dal 29 aprile 2016 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, sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sul processo di informativa finanziaria, sulla revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione legale. Il Collegio Sindacale partecipa inoltre alle sedute del Consiglio di Amministrazione e presenta una relazione annuale all'Assemblea degli azionisti.

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio

La società chiude con un utile pari a 50.228.627 euro che si propone di destinare come segue:

- quanto a euro 50.184.000 come dividendo dell'esercizio 2016 nella misura di 0,0369 euro per ciascuna delle n. 1.360.000.000 azioni;
- quanto al residuo, pari a euro 44.627, come "Utili portati a nuovo".

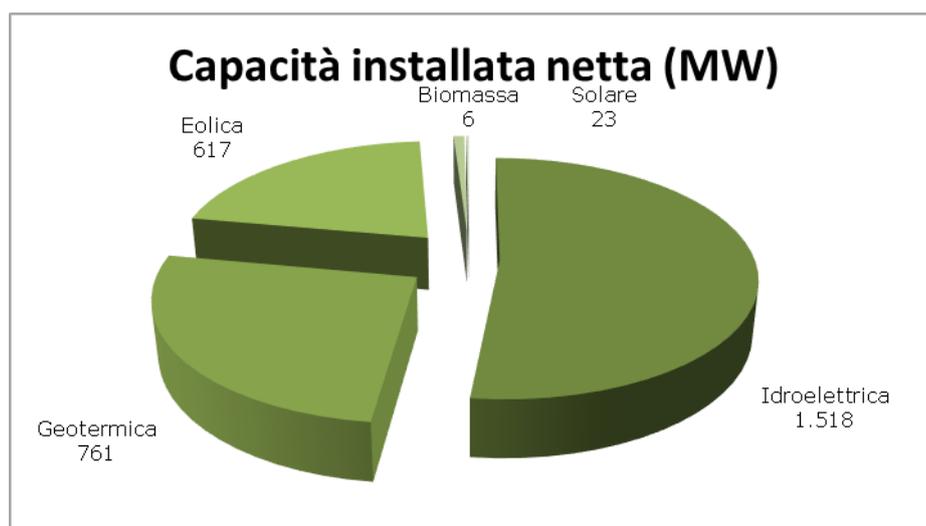
Relazione sulla gestione

Sintesi dei risultati

Dati operativi

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015
Idroelettrica	1.518	1.514	4	289	279	10
Geotermica	761	761	-	34	34	-
Eolica	617	609	8	36	28	8
Solare	23	24	(1)	13	14	(1)
Biomassa	6	5	1	6	3	3
Totale	2.926	2.913	13	378	358	20

La capacità installata netta al 31 dicembre 2016 è pari a 2.926 MW ed evidenzia un incremento di 13 MW rispetto al 31 dicembre 2015 (0,5 %). L'incremento è attribuibile principalmente all'entrata in esercizio dell'impianto eolico di Barile Venosa in Basilicata con una capacità di 8 MW e al rinnovamento dell'impianto idroelettrico di Ceto in Lombardia (+3 MW), di Triano in Abruzzo (+3 MW) e di Cimena in Piemonte (+1MW).

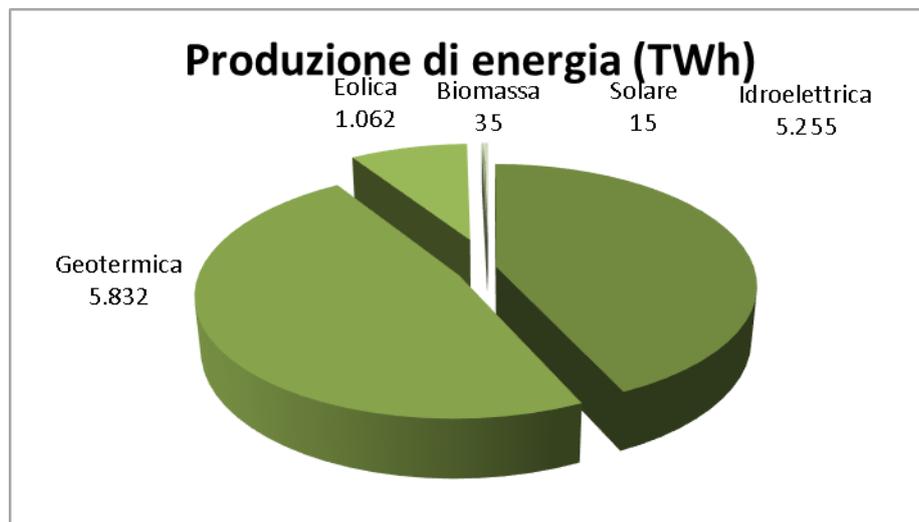


La produzione di energia elettrica complessiva del 2016 è stata pari a 12,2 TWh, con un decremento di 0,6 TWh (-4,7%).

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015
Idroelettrica	5.255	5.973	(718)	1.518	1.513	5
Geotermica	5.832	5.808	24	761	761	-
Eolica	1.062	912	150	614	609	5
Solare	15	89	(74)	23	74	(51)
Biomassa	35	12	23	5	2	3
Totale	12.199	12.794	(595)	2.921	2.959	(38)

Il decremento della produzione di energia rispetto all'esercizio precedente deriva principalmente dalla riduzione della produzione idroelettrica (718 GWh) per la minore disponibilità della risorsa e dal decremento della produzione solare per effetto del conferimento di parte degli asset solari alla joint venture Enel F2i Solare Italia Spa (già Ultor Spa), nell'ambito della ristrutturazione del portafoglio fotovoltaico avvenuta a fine 2015. Tale decremento è solo parzialmente compensato

dalla maggiore produzione eolica (+150 GWh), grazie alla maggiore disponibilità della risorsa, e geotermica (+24 GWh) per la maggiore disponibilità degli impianti.



Il load factor medio (ossia il rapporto tra la produzione annua netta e la produzione teorica ottenibile in un anno per un totale di 8.784 ore rapportata ai MW nominali) è pari al 47,5% (49,3% nel 2015). Il decremento del load factor medio rispetto al 2015 deriva principalmente dalla minore idraulicità del 2016.

	Load factor medio (%)	
	2016	2015
Idroelettrica	39,4	45,1
Geotermica	87,2	87,1
Eolica	19,7	17,1
Solare	7,4	13,7
Biomassa	71,7	54,7

Dati economici patrimoniali e finanziari

Dati economici

Di seguito si espongono i dati economici, patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2016 confrontati con i corrispondenti valori dell'esercizio 2015:

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.049	1.241	(192)
Margine operativo lordo	520	560	(40)
Utile operativo	142	273	(131)
Utile dell'esercizio	50	92	(42)

I "Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value", pari a 1.049 milioni di euro (1.241 milioni di euro nel 2015), registrano un decremento di 192 milioni di euro (15,5%) a fronte della diminuzione di 114 milioni di euro dei ricavi da vendita energia, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value, e da

vendita di energia incentivata (complessivamente pari a 887 milioni di euro nel 2016 e 1.001 milioni di euro nel 2015) e della riduzione di 78 milioni di euro degli "Altri ricavi" (pari a 162 milioni di euro nel 2016 e 240 milioni di euro nel 2015). Il decremento dei ricavi per vendita energia è in linea con la minore produzione di energia idroelettrica e solare rispetto all'esercizio precedente; tale riduzione è solo parzialmente compensata dagli effetti della maggiore produzione eolica e geotermica.

Gli Altri ricavi e proventi sono complessivamente pari a 162 milioni di euro nel 2016 (240 milioni di euro nel 2015) e si riferiscono principalmente ai ricavi per management fee e servizi di ingegneria prestati in favore delle controllate per 62 milioni di euro (45 milioni di euro nel 2015) e alla vendita dei pannelli fotovoltaici per 15 milioni di euro, in riduzione di 89 milioni di euro rispetto al 2015. Le minori vendite dei pannelli fotovoltaici sono correlate ad una fase di cambiamento delle tecnologie produttive della fabbrica 3 Sun (da "Thin Film" ad "Hetero Junction Technology" o HJT), adottate in funzione delle scenario strategico di Enel Green Power e avviate nel corso del 2016.

Il "Margine operativo lordo" si attesta a 520 milioni di euro, registrando un decremento di 40 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (560 milioni di euro nel 2015) e riflette il citato decremento dei ricavi, parzialmente compensato dalla riduzione dei costi operativi per 152 milioni di euro, principalmente per i minori acquisti di pannelli fotovoltaici dalla società 3 Sun (89 milioni di euro) e dai minori oneri del personale (21 milioni di euro) anche per effetto dell'accantonamento di 48 milioni di euro al fondo oneri incentivi all'esodo effettuato nel corso del 2015.

L'"Utile operativo", pari a 142 milioni di euro, registra un decremento di 131 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (273 milioni di euro nel 2015) a fronte del citato decremento del margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 91 milioni di euro (pari a 378 milioni di euro nel 2016 e 287 milioni di euro nel 2015) derivante principalmente dagli effetti delle svalutazioni effettuate nell'esercizio. In particolare, nel 2016 si è proceduto alla svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Green Power Romania per 67 milioni di euro e in Terrae Spa per 15 milioni di euro.

L'esercizio 2016 chiude con un "Utile dell'esercizio" pari a 50 milioni di euro, in decremento di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (92 milioni di euro nel 2015). Il decremento dell'utile operativo è stato infatti parzialmente compensato dalle minori imposte per 29 milioni di euro e dai minori oneri finanziari netti da contratti derivati per 51 milioni di euro.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Capitale investito netto	9.613	10.346	(733)
Indebitamento finanziario netto	3.003	3.528	(525)
Patrimonio netto	6.610	6.818	(208)
Flusso di cassa da attività operativa	1.074	333	741
Investimenti	259	265	(6)

Il "Capitale investito netto", pari a 9.613 milioni di euro (10.346 milioni di euro al 31 dicembre 2015), in decremento di 733 milioni di euro principalmente per la riduzione delle Attività immobilizzate nette (543 milioni di euro) e del Capitale circolante netto (213 milioni di euro). La riduzione delle Attività immobilizzate nette è sostanzialmente riconducibile al decremento del valore delle partecipazioni (484 milioni di euro), per effetto principalmente riconducibile alla fusione in Enel Green Power Spa della controllata Enel Green Power International BV, che ha comportato l'eliminazione della

partecipazione nella stessa detenuta (4.490 milioni di euro) e l'iscrizione al book value delle partecipazioni estere detenute dalla stessa Enel Green Power International BV (3.696 milioni di euro), come descritto successivamente nel paragrafo "Fatti di rilievo del 2016".

La variazione del Capitale Circolante Netto è riferibile principalmente alla rilevazione del debito verso Enel Finance International BV per 204 milioni di euro, a seguito della citata fusione di EGP International BV; tale debito è stato estinto nel mese di febbraio 2017.

L'*"Indebitamento finanziario netto"*, pari a 3.003 milioni di euro (3.528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 525 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente del decremento dell'indebitamento a lungo termine (637 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dell'indebitamento corrente netto (162 milioni di euro).

Il *"Patrimonio Netto"*, pari a 6.610 milioni di euro (6.818 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (5.096 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (1.137 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (50 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente gli effetti della citata integrazione in Enel e della successiva operazione di fusione transfrontaliera di Enel Green Power International BV, oltre che la rilevazione dell'utile dell'esercizio e la distribuzione dei dividendi a valere sull'esercizio 2015 (50 milioni di euro).

Il *"Flusso di cassa da attività operativa"* è stato pari a 1.074 milioni di euro, con un miglioramento di 741 milioni di euro rispetto al 2015 (333 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa generato dalle altre attività/passività correnti e non correnti (790 milioni di euro), in parte compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto (190 milioni di euro).

Gli *"Investimenti"* del 2016 sono pari a 259 milioni di euro, in decremento di 6 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per i minori investimenti nella geotermia (14 milioni di euro) e nelle biomasse (10 milioni di euro).

Fatti di rilievo del 2016⁵

L'assemblea approva il progetto di Integrazione in Enel

11 gennaio – L'Assemblea straordinaria di Enel Green Power Spa ha approvato la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power in favore di Enel Spa. Dopo lo svolgimento dell'Assemblea di EGP, è stata convocata anche l'Assemblea di Enel Spa che, in sede straordinaria, è stata chiamata a deliberare sulla Scissione. In particolare, l'Assemblea straordinaria di EGP ha approvato, senza modifiche o integrazioni, il progetto di scissione (il "Progetto di Scissione"), che prevede: - l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso essenzialmente rappresentato (i) dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International B.V., holding di diritto olandese che detiene partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili nel Nord, Centro e Sud America, in Europa, in Sudafrica e in India, e (ii) da attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione (il "Compendio Scisso"); e - il mantenimento in capo ad EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del Compendio Scisso (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere).

Integrazione di Enel Green Power in Enel: risultati del recesso e della vendita di azioni EGP

18 febbraio – Enel Spa ed Enel Green Power Spa comunicano che, sulla base dei riscontri effettuati, il diritto di recesso e il diritto di vendita derivanti dall'operazione di scissione parziale non proporzionale di EGP in favore di Enel (la "Scissione") sono stati validamente esercitati per complessive n. 16.406.123 azioni ordinarie EGP (le "Azioni"), per un valore di liquidazione unitario di euro 1,780 ciascuna, e, quindi, per un controvalore totale pari a circa 29,2 milioni di euro. Le Azioni rappresentano circa lo 0,33% del capitale sociale di Enel Green Power Spa. L'indicato controvalore totale delle Azioni è, pertanto, inferiore alla soglia di 300 milioni di euro, posta come condizione sospensiva per il perfezionamento della Scissione.

La scissione non proporzionale di Enel Green Power in Enel ha comportato, tra l'altro, i seguenti effetti sul patrimonio netto di Enel Green Power: la riduzione del capitale sociale di 728 milioni di euro (da 1.000 milioni di euro a 272 milioni di euro), della Riserva Legale di 146 milioni di euro (da 200 milioni di euro a 54 milioni di euro) e delle Altre Riserve di 2.791 milioni di euro (da 4.338 milioni di euro a 1.547 milioni di euro).

Enel Green Power con Nareva e Siemens miglior offerente per 850 MW di capacità in Marocco

10 marzo – Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con la società energetica marocchina Nareva Holding ("Nareva") e il produttore tedesco di turbine eoliche Siemens Wind Power, si è aggiudicata la qualifica di miglior offerente ("preferred bidder") nell'ambito della gara "2nd phase wind integrated project" indetta dalla utility marocchina ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable). Al consorzio è stato preassegnato il diritto di sviluppare, progettare, finanziare, costruire, gestire e mantenere cinque progetti eolici in Marocco con una capacità installata totale di 850 MW.

L'assegnazione sarà confermata successivamente alla firma dei contratti di vendita dell'energia generata dai parchi. Dei cinque progetti, Midelt (150 MW), Tanger (100 MW) e Jbel Lahdid (200 MW) si trovano nel nord del Marocco, mentre Tiskrad (300 MW) e Boujdour (100 MW) sono ubicati nel sud del Paese.

EGP e Nareva costituiranno e deterranno la proprietà di cinque società di scopo (SPV) proprietarie dei progetti. Siemens Wind Power fornirà le turbine eoliche con diversi componenti prodotti localmente.

La costruzione dei cinque impianti richiederà un investimento totale di circa 1 miliardo di euro. EGP finanzia il costo del progetto corrispondente alla propria partecipazione azionaria (50%) attraverso una combinazione di equity e debito, quest'ultimo mediante project finance facilities erogate da istituzioni finanziarie internazionali. L'investimento di EGP è in linea con gli obiettivi di crescita fissati nell'attuale piano industriale della società (2016-2019). I parchi eolici dovrebbero essere completati ed entrare in funzione tra il 2017 e il 2020. In linea con quanto stabilito dalla gara, l'energia generata

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

dai cinque parchi eolici sarà venduta a ONEE attraverso contratti di acquisto ventennali. Una volta completati, i cinque impianti contribuiranno a soddisfare la crescente domanda di energia del Marocco e l'obiettivo del Paese di incrementare la potenza prodotta da fonti rinnovabili. Le rinnovabili attualmente rappresentano circa il 32% del mix di generazione del Marocco e il Paese mira ad aumentare questa percentuale al 42% entro il 2020, e al 52% entro il 2030.

Stipulato l'atto relativo alla scissione parziale e non proporzionale di Enel Green Power in favore di Enel

25 marzo - Enel Spa ed Enel Green Power Spa hanno comunicato la stipula dell'atto di scissione relativo alla scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power Spa in favore di Enel Spa. Gli effetti civilistici della Scissione sono decorsi dall'ultimo istante del 31 marzo 2016, a seguito dell'iscrizione dell'atto di scissione presso i competenti uffici del Registro delle Imprese di Roma, che è avvenuta il 29 marzo 2016.

Dalla Data di Efficacia sono decorsi anche gli effetti contabili e fiscali della Scissione. Per quanto concerne in particolare gli effetti della Scissione sulla negoziazione delle azioni ordinarie EGP, si precisa che: (i) con riferimento al Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. (il "MTA"), le azioni ordinarie EGP sono state negoziate fino alla chiusura dei mercati del 31 marzo 2016 e, pertanto, gli effetti della Scissione si sono prodotti dal 1° aprile 2016, data dalla quale le azioni ordinarie EGP sono state revocate dalla quotazione sul MTA; (ii) con riferimento invece ai mercati azionari gestiti dalle Borse di Madrid, Barcellona, Bilbao e Valencia (i "Mercati Azionari Spagnoli") attraverso il Sistema de Interconexión Bursátil - SIBE ("SIBE"), le azioni ordinarie EGP sono state negoziate fino alla chiusura dei mercati del 30 marzo 2016, sospese dalla negoziazione il 31 marzo 2016 e revocate dalla quotazione in data 1° aprile 2016. Dal 1° aprile 2016 ha avuto inizio la negoziazione sul MTA delle azioni ordinarie Enel di nuova emissione.

Enel Green Power acquisisce da PLT energia due parchi eolici in Calabria

3 maggio – Enel Green Power Spa, già proprietaria del 60% del capitale sociale di Maicor Wind Srl, ha acquisito il restante 40% dalla PLT Energia Spa, divenendo così unico socio della società titolare, anche per il tramite della sua controllata Enerlive Srl, di due parchi eolici in Calabria per un totale di 64 MW di capacità installata.

Fusione transfrontaliera di Enel Green Power International in Enel Green Power

26 maggio - Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato le seguenti operazioni:

1. scissione parziale di tutte le attività finanziarie di Enel Green Power International BV verso la società olandese del Gruppo Enel, Enel Finance International BV, con la sola esclusione di tre finanziamenti con terze parti in quanto strettamente connessi a progetti in corso di sviluppo riferibili a partecipate estere di Enel Green Power International BV;
2. fusione transfrontaliera per incorporazione (ai sensi della Direttiva 2005/56/CE del 26 ottobre 2005) di Enel Green Power International BV in EGP Spa ;
3. trasferimento di sede legale dall'Olanda all'Italia delle due società olandesi partecipate al 100% da Enel Green Power International BV, Enel Green Power Development BV e Hydromac Energy BV.

Per effetto delle citate operazioni:

- Enel Green Power International BV è stata fusa in Enel Green Power Spa, estinguendosi per effetto della fusione;
- Enel Green Power International BV ha trasferito ad Enel Green Power Spa, a titolo universale, tutti i suoi rapporti attivi e passivi rimasti in capo alla stessa a valle del perfezionamento della scissione, ivi incluse le partecipazioni nelle controllate estere;
- Enel Green Power Development BV e Hydromac Energy BV si sono trasformate in società a responsabilità limitata di diritto italiano.

Zambia: aggiudicazione di 34 MW fotovoltaici in una gara pubblica

14 giugno – Enel Green Power Spa si è aggiudicata il diritto di sviluppare, finanziare, costruire e gestire il progetto per la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da 34 MW in Zambia, a seguito della prima gara del Programma per lo sviluppo del solare Scaling Solar promossa dalla società per lo sviluppo industriale dello Zambia Industrial Development Corporation Limited (IDC).

Mosi-oa-Tunya si trova nella Lusaka South Multi-Facility Economic Zone, nel sud dello Zambia e segna l'ingresso di Enel nel mercato delle rinnovabili del Paese.

Per la realizzazione dell'impianto Enel Green Power Spa investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi, come previsto dai programmi di investimento dell'ultimo Piano strategico. Il progetto potrà fare affidamento sull'accordo di fornitura (PPA) di 25 anni che prevede la vendita di tutta l'energia prodotta dall'impianto all'utility statale ZESCO. Il progetto, di proprietà della società veicolo appositamente creata (SPV) in cui IDC avrà una quota di minoranza del 20%, come previsto dal regolamento di gara, dovrebbe entrare in esercizio nel secondo trimestre del 2017 e genererà circa 70 GWh l'anno.

Indonesia: aggiudicazione di una gara geotermica

14 luglio - Enel Green Power Spa, in consorzio con l'indonesiana PT Optima Nusantara Energi ("PT ONE"), specializzata nello sviluppo di progetti geotermici, si è aggiudicata il diritto di esplorazione e realizzazione del progetto da 55 MW di Way Ratai, situato nell'omonima area che si trova nella provincia di Lampung, in Indonesia.

Il progetto, aggiudicato in seguito alla gara indetta lo scorso dicembre dal ministero dell'Energia e Risorse Minerali, sarà il primo sviluppato da Enel nel paese e segnerà l'ingresso dell'azienda nel mercato delle rinnovabili indonesiano. Per la fase di esplorazione di Way Ratai, Enel Green Power Spa investirà fino a 30 milioni di dollari statunitensi, come previsto dai programmi di investimento dell'ultimo Piano strategico.

La realizzazione dell'impianto geotermico, che dipenderà dai risultati dell'esplorazione, sarà completata e messa in esercizio nel 2022. Enel Green Power Spa e PT ONE hanno creato appositamente per il progetto una speciale società veicolo (Special Purpose Vehicle) denominata Optima Way Ratai, di cui Enel Green Power Spa ha il 90%. In accordo con il regolamento di gara, l'energia prodotta dall'impianto, che si prevede ammonti a circa 430 GWh all'anno, sarà venduta all'utility statale PLN in base ad un accordo di vendita trentennale (Power Purchase Agreement - PPA).

Cessione della partecipazione detenuta in Terrae Spa e acquisto della partecipazione in Bioenergy Casei Gerola Srl

Nel mese di settembre Enel Green Power Spa ha acquistato dalla società Finbieticola Casei Gerola Srl, controllata al 100% da Terrae Spa, la società Bioenergy Casei Gerola Srl, iscritta nel bilancio di Enel Green Power Spa per un valore pari a 6,5 milioni di euro.

L'acquisto della società è stato effettuato a seguito del perfezionamento della cessione della quota di partecipazione del 20% detenuta in Terrae Spa ad Associazione Nazionale Bieticoltori e Confagri Consult per un valore complessivo di 0,5 milioni di euro; si ricorda che, già nel mese di giugno 2016, Enel Green Power Spa aveva proceduto a svalutare la sua quota detenuta in Terrae di 14,5 milioni di euro per allineare il costo storico della stessa (pari a 15 milioni di euro) al valore desumibile dall'offerta d'acquisto ricevuta.

Enel F2i Solare Italia (già Ultor) acquista impianti per 60 Megawatt e diventa il primo operatore italiano nel fotovoltaico

Nel mese di novembre 2016 Enel F2i Solare Italia (di seguito "EF Solare Italia"), joint-venture paritetica tra Enel Green Power e il fondo infrastrutturale F2i, nata per sviluppare e consolidare il mercato del fotovoltaico in Italia, ha firmato un

accordo per l'acquisizione di impianti fotovoltaici per 60 MW, detenuti in Italia da Etrion, operatore nel settore dell'energia solare quotato in borsa a Toronto e Stoccolma. I 17 impianti oggetto dell'acquisizione sono dislocati tra Lazio (40,6 MW) e Puglia (19,3 MW) e nel 2015 hanno prodotto un totale di oltre 100 milioni di KWh di elettricità.

L'acquisizione segue quella di altri 10 impianti e porta così EF Solare Italia ad essere il primo operatore italiano nel comparto.

Nel mese di dicembre 2016 si è, inoltre, proceduto da parte dei soci alla ripatrimonializzazione della EF Solare Italia; in particolare, Enel Green Power, tramite la società controllata Marte, ha proceduto con il conferimento della partecipazione detenuta in Taranto Solar per un valore di 1,7 milioni di euro e con il versamento di circa 72 milioni di euro.

Il contesto economico energetico nel 2016

Andamento economico

Il 2016 è stato caratterizzato da un contesto internazionale quanto mai disomogeneo e volatile nelle principali aree finanziarie del globo con comportamenti divergenti delle Banche Centrali che hanno in alcuni casi ridotto gli stimoli monetari ai sistemi finanziari come la FED in USA, mentre in Europa il prolungamento delle politiche monetarie espansive hanno caratterizzato l'operato della BCE. In molti Paesi Emergenti si è assistito ad una difesa delle pressioni inflazionistiche attraverso rialzi dei tassi finanziari.

Per quanto riguarda l'area europea il clima di fiducia stenta a tornare ai livelli pre-crisi (con ripresa debole di investimenti sia pubblici che privati) mentre l'inflazione rimane ancorata su un sentiero negativo con il livello "Core" in calo, e sotto il punto percentuale a causa del basso prezzo delle commodity e dai consumi ridotti, sebbene lievi segnali di ripresa nell'ultimo trimestre rinnovano un lieve clima di fiducia. In questo contesto la Banca Centrale Europea (BCE) ha potenziato la propria politica monetaria espansiva attraverso una serie di iniziative: 1) riduzione del tasso di interesse sui depositi dello 0,40%; 2) il tasso di rifinanziamento è passato allo 0% e sulla "marginal lending facility" allo 0,25%; 3) l'espansione dell'acquisto di titoli a 80 miliardi di euro al mese fino a Marzo 2017, esteso non solo al settore pubblico ma anche a quello privato non finanziario, con riduzione a 60 miliardi fino a fine anno, allo scopo di garantire maggiore liquidità al sistema. La BCE quindi conferma una politica espansiva evidenziando come queste misure siano ancora necessarie per rendere la ripresa dell'inflazione un fenomeno stabile e duraturo. In questo contesto permangono le tensioni sul settore bancario, date sia dalla debolezza patrimoniale che dai margini di intermediazione ridotti dai bassi tassi di interesse, con il comparto italiano tra i più colpiti. La bassa profittabilità del sistema (a causa di un regime di tassi di interesse a zero) e ridotta efficienza nella gestione dei costi (cost/income ratio ancora elevati) esaspera la situazione già delicata in termini patrimoniali.

In Italia il ratio dei NPL/CET1 ovvero dei crediti in sofferenza sul patrimonio di base (puro equity) è in media del 150%, il più alto in Europa e non sostenibile nel lungo periodo. Questo è intrinseco alla tipologia di business prettamente domestico del settore bancario esacerbato da un'economia stagnante. A livello di stabilità patrimoniale le banche però risultano ben capitalizzate, con un valore medio del CET1 al 12,3% (sopra i requisiti di Basilea III).

Il 2016 è stato un anno positivo per la Spagna, sebbene l'instabilità politica ne abbia caratterizzato gran parte dell'anno; infatti, l'economia spagnola nel 2016 ha continuato a crescere ad un tasso stimato pari al 3,2% (come nel 2015) ed ha fatto registrare un tasso di disoccupazione pari al 19,8%, che sebbene sia alto in termini assoluti, è il più basso del Paese dal 2010. Gli interventi del governo hanno migliorato la condizione economica del Paese nel breve periodo, ma resta l'incertezza legata agli effetti di medio periodo. Inoltre, meritevole d'attenzione è l'evoluzione del rapporto con Bruxelles; infatti, la politica espansiva ha comportato l'aumento del deficit di bilancio del 2016 rispetto all'obiettivo stabilito dalla Commissione Europea del 2,8%. Bruxelles non ha sanzionato il Paese e ha concesso due anni in più per il rientro, fissando per il 2017 come obiettivo un deficit del 3,1%.

Il primo semestre dell'anno si è concluso con un avvenimento molto importante, le cui conseguenze economiche e politiche a livello globale, sono ancora difficilmente misurabili. Il 24 giugno scorso la Gran Bretagna ha sancito, infatti, attraverso il referendum, l'uscita dall'Unione Europea con i maggiori indicatori economici che rimangono positivi ma volatili (produzione industriale, occupazione e indice PMI in aumento) con lo shift temporale degli investimenti che non si è ancora materializzato. Fin quando non verrà esercitato l'articolo 50 (e definiti quindi gli accordi commerciali con l'Europa) sarà difficile quantificare gli impatti in termini di slittamento su investimenti e contrazione dei consumi. La Banca Centrale Inglese ha tagliato recentemente il tasso di interesse di 25bps, espandendo il programma di immissione della liquidità in risposta all'incertezza circa la situazione macroeconomica. Per quanto riguarda gli Stati Uniti, i dati della crescita e le risposte del mercato del lavoro hanno confermato un trend positivo negli ultimi mesi, con l'inflazione che si mantiene vicina al livello target del 2%. Le elezioni dell'8 Novembre rappresenteranno un elemento di discontinuità politica nel corso del 2017, in quanto l'agenda di Trump probabilmente avrà un indirizzo differente da quello della

precedente amministrazione circa le strategie industriali interne, la politica energetica e gli accordi commerciali con l'estero. I timori di un hard-lending cinese caratterizzanti soprattutto i primi mesi dell'anno, assieme alle basse quotazioni delle commodity con gli annessi importanti riflessi sui Paesi Emergenti e l'andamento altalenante dell'economia reale hanno determinato un ritardo nel rialzo dei tassi americani ed un continuo rafforzamento della valuta statunitense. A Dicembre, in controtendenza rispetto alle politiche monetarie europee, la FED ha effettuato il primo rialzo dei tassi (25bps), gli elementi emersi suggeriscono ulteriori rialzi nel corso del 2017, ma con grande attenzione ai dati macroeconomici che guideranno l'entità e la tempistica delle azioni di politica monetaria.

Tra le economie emergenti, particolare attenzione merita nel 2016 la Romania che ha mostrato una crescita economica del 5% rispetto all'anno precedente soprattutto in Q1 e Q2, per poi rallentare nell'ultimo periodo dell'anno. Le elezioni di Dicembre sono state vinte da una coalizione di centro-sinistra guidata dal Partito Social Democratico (PSD). Il programma di governo prevede una serie di misure come la riduzione delle tasse e l'aumento del salario minimo, delle pensioni e del welfare che peseranno sul bilancio del paese, misure ambiziose ma che potrebbero aumentare il rischio di non riuscire a rispettare il patto di stabilità dell'Unione europea.

Tale contesto macroeconomico ha creato forti tensioni sui mercati finanziari nel 2016, caratterizzati dall'andamento negativo dei principali indici azionari (in particolare in Europa ed in Giappone che invece ha guadagnato nell'ultimo trimestre), sulla base di aspettative di revisione al ribasso degli utili per azione dei principali comparti e un aumento dell'avversione al rischio degli investitori, con gli acquisti che si sono concentrati su beni rifugio quali lo Yen, il franco svizzero, l'oro ed i titoli governativi tedeschi e giapponesi (questi ultimi con scadenze brevi arrivati ad offrire rendimenti negativi).

Lo scorso febbraio la Bank of Japan (BoJ) ha deciso di introdurre tassi di interesse negativi sui depositi nel tentativo di stimolare maggiormente i prestiti al settore privato e di conseguenza gli investimenti, sostenendo la crescita, ma soprattutto l'inflazione ancora in territorio negativo.

Diversa la situazione in America Latina, che sul finire del 2015, con un'economia già in difficoltà, ha dovuto affrontare l'effetto del "Niño", che ha causato inondazioni in Argentina e Cile, mentre ha causato fenomeni di siccità ed alte temperature in Brasile. Nel 2016 le economie del Latam sono alle prese con elevate pressioni inflazionistiche e tassi di crescita deboli e in contrazione rispetto agli ultimi anni. In Brasile durante i primi nove mesi si è registrata un'inflazione dell'8,8% su base annua, a causa del rialzo dei prezzi dei beni agricoli e degli alimenti non processati, ma con trend in lieve contrazione. Resta un tema importante la disoccupazione che si mantiene su livelli prossimi al 12%, e la crescita che resta su livelli negativi, sebbene a ritmi inferiori a quelli del 2015.

Il Cile sta attraversando un periodo controverso, l'incremento inatteso nel mese di Giugno dello 0,4% (per effetto dei beni alimentari e costi di trasporto), riflette un'inflazione che fatica a convergere verso il livello target del 3%, che ha registrato un miglioramento a fine anno chiudendo il 2016 sul 4,8%. Il Monetary Policy Committee (MPC) continua a mantenere invece una politica monetaria neutrale nel corso dell'anno, ma sottolinea la crescente necessità di stimoli a fronte di un quadro generale in peggioramento. L'attività industriale ha registrato una lieve ripresa negli ultimi mesi, ma segna un calo sull'anno del 2,8% rispetto al 2015, anche il mercato del lavoro si conferma debole con la disoccupazione che segna un trend in peggioramento a fine anno. La strategia monetaria in Perù è simile a quella cilena, con i tassi inalterati al 4,25% da marzo, ma in un contesto macroeconomico diverso, particolarmente positivo nel 2016. Gli indicatori dell'attività economica (GDP +3,9% su base annua) confermano una crescita solida. L'inflazione, in lieve rialzo nel quarto trimestre, si è mantenuta stabile, nell'intorno del 3,6%, in calo rispetto al 4,6% di gennaio scorso. Differente il quadro macroeconomico Colombiano, dove la crescita economica ha segnato un continuo rallentamento durante l'anno. L'inflazione è cresciuta fuori controllo fino a luglio (il valore più alto negli ultimi 16 anni +8,6% e 8% su base annua) per poi invertire il trend specialmente nel quarto trimestre, registrando un aumento su base annua del 7,5%, lontano dal livello target (+3%). Quest'anno è stata varata una riforma fiscale che include l'incremento della VAT di 3pp ai fini di aumentare le entrate e ridurre il rischio di downgrade del debito. Gli effetti del rallentamento economico si sono trasferiti in parte in un calo dei livelli di inflazione a fine anno, ed a fronte di questo quadro macroeconomico il Monetary Policy

Committee ha deciso di mantenere un approccio restrittivo, mantenendo invariato il livello dei tassi dopo il ciclo di incremento nel terzo trimestre.

Incremento annuo PIL in termini reali

%

	2016	2015
Italia	0,9	0,6
Spagna	3,2	3,2
Grecia	0,3	-0,3
Romania	4,5	3,8
Brasile	-3,6	-3,8
Cile	1,5	2,3
Colombia	2,1	3,1
Messico	2,1	2,6
Perù	3,9	3,3
Canada	1,3	0,9
USA	2,5	2,4
Sudafrica	0,4	1,3

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

	2016	2015	2016-2015
Italia	310.163	316.897	-2,1%
Spagna	250.132	248.398	0,7%
Romania	58.769	57.412	2,4%
Grecia	46.478	46.641	-0,3%
USA ⁽¹⁾	3.699.161	3.758.993	-1,6%
Messico ⁽²⁾	265.807	257.300	3,3%
Brasile	548.783	581.130	-5,6%
Cile	72.920	71.359	2,2%
Colombia	66.395	66.175	3,0%
Perù	47.424	43.649	8,6%
Sudafrica ⁽³⁾	203.400	194.960	4,3%

(1) Stime BMI – Business Monitor International. *EIA*

(2) Dato riferito al SIC – Sistema Interconectado Central.

(3) Al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i paesi mediterranei registrano tassi di crescita contrastanti della domanda elettrica, che non rispecchia in maniera lineare l'andamento del PIL. In particolare, l'Italia registra un decremento del 2,1% (nonostante la variazione positiva del PIL reale) riprendendo il trend negativo degli ultimi anni. La minor domanda rispetto al 2015 dipende principalmente dal miglioramento dell'efficienza energetica. La Spagna registra una crescita dello 0,7% sensibilmente inferiore rispetto alle stime di crescita del PIL superiori al 3%. In particolare si evidenzia il trend in rallentamento a partire dal 2008 dei consumi privati ed industriali in parte per il miglioramento dell'efficienza in parte per fattori strutturali. La crescita della domanda elettrica in Romania (+2,4%) è più contenuta rispetto l'anno precedente (+7,4%). Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Perù (+8,5%), Colombia (+3,0%), Messico (3,3%) e Cile (+2,2%). Molto positiva la crescita per il Sudafrica (4,3%). Mentre la crescita è negativa per il Brasile (-5,6%) che sconta lo stato di recessione economica e per gli Stati Uniti (-1,6%), nonostante la più ampia crescita del PIL, a causa di una sempre maggiore efficienza energetica.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2016 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2016-2015	Prezzo medio peakload 2016 (euro€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2016-2015
Italia	42,78	-18,3%	48,2	-17,2%
Spagna	39,7	-21,2%	45,0	-20,5%
Brasile	30,0	-62,4%	61,6	-53,0%
Cile	54,8	-32,9%	128,2	-27,9%
Colombia	83,9	-29,7%	244,1	-58,2%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2016	2015	2016-2015 (%)
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Italia	0,24	0,24	-2,2%
Romania	0,13	0,13	-3,6%
Spagna	0,22	0,23	-6,6%
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Italia	0,08	0,09	-10,7%
Romania	0,06	0,07	-10,2%
Spagna	0,11	0,11	-5,8%

(1) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.

(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2016				2015			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	39,6	34,5	40,9	55,9	51,8	47,9	56,7	52,8
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 2641 a 4440 kWh con potenza impegnata superiore a 3KW (euro/kWh): prezzo al netto di imposte	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici)

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nei primi 3 trimestri del 2016 un elevato decremento del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2015. L'ultimo trimestre a causa della crisi nucleare francese è notevole l'inversione di tendenza che permette di registrare prezzi più alti rispetto allo stesso trimestre del 2015.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	2016	2015	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	187.461	182.861	4.600	2,5%
- idroelettrica	42.323	46.451	(4.128)	-8,9%
- eolica	17.455	14.705	2.750	18,7%
- geotermoelettrica	5.865	5.824	41	0,7%
- fotovoltaica	22.545	22.587	(42)	-0,2%
Totale produzione netta	275.649	272.428	3.221	1,2%
Importazioni nette	37.026	46.378	(9.352)	-20,2%
Energia immessa in rete	312.675	318.806	(6.131)	-1,9%
Consumi per pompaggi	(2.424)	(1.909)	(515)	-27,0%
Energia richiesta sulla rete	310.251	316.897	(6.646)	-2,1%

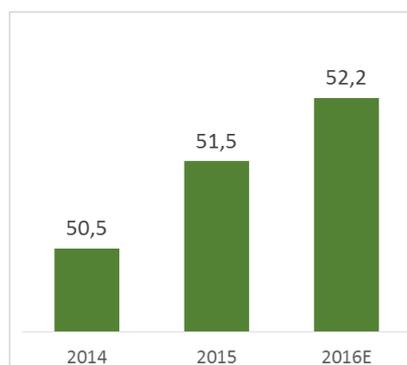
Fonte: Fonte dati - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2016).

L'energia richiesta in Italia nel 2016 registra un decremento del 2,1% rispetto al valore registrato nel 2015, attestandosi a 310.251 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'88,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,4% nel 2015) e per il restante 11,9% dalle importazioni nette (14,6% nel 2015).

Le importazioni nette nel 2016 registrano un decremento di 9.352 milioni di kWh, per l'effetto congiunto del calo della domanda e della maggiore produzione netta di energia elettrica sul mercato nazionale.

La produzione netta nel 2016 registra un incremento dell'1,2% (3.221 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 275.649 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica e da una minore idraulicità, è cresciuto il ricorso alla generazione da fonte termoelettrica (con un incremento pari a 4.600 milioni di kWh) in parte compensato dalla maggiore produzione da fonte eolica per 2.750 milioni di kWh, conseguente l'incremento del parco impianti disponibile.

La capacità installata da fonte rinnovabile continua la sua crescita nel 2016 rispetto al 2015 attestandosi a circa 52,2 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: GSE e Terna. BNEF per anno 2016.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolatorio di supporto alle energie rinnovabili in Italia è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi remunerativi. Con riferimento alla tecnologia eolica, idroelettrica, geotermica e biomasse, il sistema di incentivazione prevede:

- per gli impianti entrati in esercizio entro il 2012, l'applicazione del meccanismo dei Certificati Verdi ("CV"), titoli negoziabili in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto rinnovabile, valido fino all'anno 2015. A partire dal 1° gennaio 2016 e per il restante periodo di diritto all'incentivo il diritto ai CV è stato convertito in una tariffa feed in con la medesima remunerazione;
- per gli impianti che entreranno in produzione dopo il 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale "FER elettriche" (06/07/2012), l'applicazione di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso o tariffe Feed-In, in funzione della capacità installata e della tecnologia.

I meccanismi di incentivazione sopra riportati termineranno al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Al 31 dicembre 2016 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,437 miliardi di euro.

In merito alla citata modifica del meccanismo dei Certificati Verdi, si evidenzia che Enel Green Power Spa, congiuntamente ad altre società del gruppo Enel, ha incardinato un ricorso straordinario al Presidente della Repubblica contro il Gestore Servizi Energetici Spa per 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, riconosciuto agli impianti che hanno maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi ai sensi degli articoli 19 e 30 del Decreto 6 luglio 2012", pubblicato sul sito del GSE in data 20 aprile.

In particolare, il D.M. 6 luglio 2012 stabilisce all'art. 19 il passaggio, a partire dall'anno 2016, dal sistema di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili fondato sui Certificati Verdi (C.V.) a quello caratterizzato dall'introduzione, in luogo di essi, di una nuova tariffa incentivante Feed in Premium (di seguito FIP). In base a detta norma, dunque, la produzione di energia da fonti rinnovabili non sarà più incentivata tramite il riconoscimento ai produttori di titoli negoziabili su un mercato, soggetti a ritiro da parte del G.S.E. né sulla base di un meccanismo di acconto e conguaglio, bensì tramite il riconoscimento di un incentivo che considera il solo valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente alla produzione: sistema, questo, che non garantisce quell'effetto di stabilizzazione dei ricavi nel tempo per ciascun impianto (c.d. natural hedge) garantito sino allo scorso anno dal sistema di acconti e conguagli seguito dal G.S.E. Le ricorrenti hanno impugnato la Convenzione per ottenere l'annullamento. L'atto è stato trasposto davanti al TAR Lazio e si è in attesa della fissazione d'udienza.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione, oramai terminato, 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 al 6 luglio 2013) basato su un sistema di Feed in Tariff (tariffa onnicomprensiva).

Decreto ministeriale sugli incentivi alle Fonti Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico del 23 giugno 2016

In data 23 giugno 2016 è stato pubblicato il nuovo decreto ministeriale sugli incentivi per le fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Si tratta di un decreto transitorio che ricalca l'impostazione del precedente DM 6/7/2012. Sono previsti meccanismi competitivi per l'accesso agli incentivi, quali aste per impianti con potenza maggiore di 5 MW e registri per gli altri impianti con potenza ≤ 5 MW.

L'ammissione agli incentivi dovrebbe terminare decorsi 30 giorni dal raggiungimento della prima fra le seguenti date:

1. 1° dicembre 2016, ovvero per gli impianti idroelettrici che accedono direttamente agli incentivi il 1° dicembre 2017;
2. la data di raggiungimento di un costo indicativo massimo di incentivi di 5,8 miliardi di euro/anno.

Si sono già svolti i bandi di gara che si sono conclusi verso la fine dello scorso anno.

All'interno dell'ultima bozza di decreto sono state introdotte due rilevanti novità:

- a) la possibilità per gli impianti ubicati sul territorio di altri Stati Membri dell'UE, che esportano fisicamente la loro produzione in Italia, di partecipare alle procedure d'asta previste dal decreto;
- b) la sospensione dell'erogazione degli incentivi nelle ore in cui si registrano prezzi zionali orari pari a zero, per un periodo superiore a 6 ore consecutive. La stessa disposizione si riferisce al caso in cui si registrino prezzi negativi, quando saranno introdotti nel mercato italiano.

Sbilanciamenti

Con la delibera n. 333/2016/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione da attuare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 in seguito alle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato che avevano annullato la previgente regolazione.

Con la delibera 444/2016/R/eel l'Autorità ha riformato la disciplina dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi prevedendo l'applicazione di un sistema misto single/dual price alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate al mercato per i Servizi di Dispacciamento. Il regime prevede l'applicazione del single price per gli sbilanciamenti rientranti in una banda pari al 15% per programma vincolante di prelievo/immissione (7,5% dal 1° gennaio 2017). Per le unità di produzione non programmabili è prevista l'applicazione del single price con l'eccezione delle unità non programmabili non rilevanti per le quali dal 1° gennaio 2017 si prevede il passaggio al sistema misto single/dual price con una banda pari al 7,5% del programma in immissione.

Con la delibera 800/2016/R/eel l'Autorità ha aggiornato la disciplina dei prezzi di sbilanciamento precedentemente prevista dalla delibera 444/2016/R/eel prevedendo, in particolare, il mantenimento della banda del 15% per le unità non abilitate ed il rinvio all'introduzione del sistema misto single/dual price per le unità non programmabili non rilevanti. La delibera prevede, inoltre, dal 1° maggio 2017 la transizione ad un sistema di determinazione del segno di sbilanciamento macrozonale basato sulle misure effettive degli sbilanciamenti degli operatori. L'entrata in operatività effettiva della misura è condizionata alla approvazione da parte dell'AEEGSI di una proposta da parte di Terna di un algoritmo di stima del suddetto segno.

Infine, il TAR ha accolto il ricorso di Enel Green Power relativamente alla delibera 522/14 nelle parte in cui ridava vigore alla 111/06 a seguito dell'annullamento da parte dei giudici della 281/2012. Sulla base di quest'ultima, infatti, i produttori erano stati spinti a partecipare al mercato infragiornaliero, scelta invece penalizzante una vota ritornata in vigore la 111/06.

I giudici del TAR hanno, quindi, accettato il principio del legittimo affidamento dell'operatore alla delibera emanata dall'Autorità.

La sostenibilità in Enel Green Power

Il modello di business di Enel Green Power ha lo scopo di individuare modi nuovi ed efficienti per generare energia rinnovabile, facendo leva su un vantaggio competitivo basato su innovazione tecnologica, integrazione con il territorio e miglioramento continuo.

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, 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 linea: 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).

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 Enel 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 Enel.

Il Modello di CSV di Enel Green Power integra strumenti utili alla pianificazione, all'implementazione e al monitoraggio del processo di creazione di valore condiviso e con la collaborazione di tutta l'azienda è in continuo evolvere per proseguire nella realizzazione maggiori sinergie fra le strategie e gli obiettivi di Enel Green Power, da un lato, e la generazione di un valore misurabile per le comunità e i territori, dall'altro.

Il 2016 è stato caratterizzato da uno sviluppo del modello di "cantier sostenibile" al fine di ridurre gli impatti, ottimizzare le performance e rispondere ai bisogni nella fase di costruzione, pianificando e realizzando interventi territoriali che presentano maggiori potenzialità in termini di ritorno per gli stakeholder locali e il business aziendale.

Nell'anno sono proseguite poi le attività di diffusione interna del modello di CSV, per sensibilizzare sempre più ad operare secondo logiche di valore condiviso sviluppando in particolare gli aspetti di misurazione.

Nel corso del 2016 il modello di preliminary impact evaluation, sviluppato sulla base di una metodologia interna all'azienda, è stato applicato su 43 progetti, rispetto ai 186 progetti gestiti.

Il valore condiviso che sarà generato da tali 43 progetti si stima sarà pari a 7,8 milioni di euro (valore sociale) e 12,2 milioni di euro (NPV per Enel Green Power).

La capacità di instaurare relazioni solide e durature con le comunità locali nei Paesi in cui opera assume un ruolo fondamentale per Enel Green Power.

Le attività di stakeholder engagement adottate da Enel Green Power si basano sui principi di coinvolgimento immediato, inclusione, trasparenza, incidenza (intesa come capacità di considerare alternative progettuali sulla base delle esigenze del territorio), pari opportunità, valore condiviso, relazioni di lungo termine, collaborazione.

Enel Green Power adotta diversi strumenti di coinvolgimento basati sul modello di CSV, a seconda delle caratteristiche dei singoli Paesi e della fase di sviluppo dei progetti.

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 dei seguenti quattro Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs):

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

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

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.

In materia di salute sicurezza e ambiente, Enel Green Power si è dotato di un Sistema di Gestione integrato certificato in conformità alle Norme Internazionali BS OHSAS 18001:2007 e UNI EN ISO 14001:2004. La corretta gestione dei rischi è garantita dalla Funzione Qualità, Sicurezza e Ambiente che – quale presidio di indirizzo a livello di capogruppo – coordina le attività di implementazione delle Direzioni QSA nelle aree geografiche di presenza e le azioni di valutazione e risposta ai rischi portate avanti nei diversi impianti, garantendo inoltre il monitoraggio delle performance raggiunte attraverso piani di Audit triennali condotti in tutte le realtà produttive e gestionali del Gruppo.

Allo scopo di raggiungere l'obiettivo "Zero Infortuni", condiviso con il Gruppo Enel, Enel Green Power pone la massima attenzione alla formazione e sensibilizzazione sulla sicurezza di dipendenti e lavoratori delle ditte appaltatrici.

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 Ambientale 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 sia della politica ambientale che di quella di biodiversità di Gruppo che stabilisce i seguenti impegni:

- pianificare le attività che possono interferire con le specie e gli habitat naturali rispettando il principio della mitigation hierarchy;

- nel caso di impatti residuali, attuare opere compensative rispettando il principio di “nessuna perdita netta” di biodiversità (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.

Le macro aree tecnologiche su cui si concentra l’innovazione sono:

- l’area tecnologica Storage, in cui l’innovazione mira ad identificare, valutare, sviluppare e testare sistemi di accumulo di energia adatti ad essere integrati sia negli impianti rinnovabili su scala industriale, sia nelle Microgrid che sul mercato Retail.
- le aree solare, eolica, idroelettrica e geotermica, in cui si mira a identificare e sviluppare opportunità di innovazione lungo la catena del valore dell’energia solare, eolica, idroelettrica e geotermica, incoraggiando, sviluppando e sperimentando tecnologie, processi, prodotti e servizi per migliorare la produzione di energia, le prestazioni e la sicurezza nei nostri impianti.
- il settore dell’ Energia Marina in cui si mira a sviluppare e sfruttare il potenziale energetico sostenibile del mare, al fine di introdurre una nuova risorsa rinnovabile a quelle già incluse nel portafoglio della società.

Su ciascuna di queste aree, adottando un approccio di “open innovation”, Enel Green Power rimane aperta al contributo di tutti e intende porre in essere modalità che consentano di aumentare sempre più la capacità di ascolto di chi voglia partecipare attivamente a costruire un futuro sostenibile.

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.

Il 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.

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”.

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 2016, confrontato con i dati del 2015.

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Totale ricavi	1.053	1.257	(204)
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(4)	(16)	12
Totale ricavi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.049	1.241	(192)
Totale costi	(529)	(681)	152
Margine operativo lordo	520	560	(40)
Ammortamenti e perdite di valore	(378)	(287)	(91)
Utile operativo	142	273	(131)
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(16)	(67)	51
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	(16)	(19)	3
Proventi da partecipazione	14	8	6
Utile prima delle imposte	124	195	(71)
Imposte	(74)	(103)	29
Utile delle attività destinate a continuare	50	92	(42)
Utile (Perdite) delle attività operative cessate	-	-	-
Utile dell'esercizio	50	92	(42)

Ricavi

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Ricavi connessi alla vendita di energia	585	708	(123)
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	306	309	(3)
Proventi netti da contratti su commodity valutati al fair value	(4)	(16)	12
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	887	1.001	(114)
Altri ricavi e proventi	162	240	(78)
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.049	1.241	(192)

I "Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutate al fair value", pari complessivamente a 1.049 milioni di euro (1.241 milioni di euro nel 2015), registrano un decremento di 192 milioni di euro a seguito del decremento di 114 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia (pari a 887 milioni di euro nel 2016 e pari a 1.001 milioni di euro nel 2015), comprensivi dei proventi (oneri) da gestione rischio commodity, e del decremento di 78 milioni di euro degli Altri ricavi e proventi (pari a 162 milioni di euro nel 2016 e a 240 milioni di euro nel 2015). Il decremento dei ricavi per vendita energia è in linea con la minore produzione di energia idroelettrica e solare rispetto all'esercizio precedente; tale riduzione è solo parzialmente compensata dagli effetti della maggiore produzione eolica e geotermica.

Gli Altri ricavi e proventi sono complessivamente pari a 162 milioni di euro (240 milioni di euro nel 2015) e si riferiscono principalmente alla management fee e servizi di ingegneria prestati in favore delle controllate per 62 milioni di euro (45 milioni di euro nel 2015), alle attività connesse alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti per 32 milioni di euro (63 milioni di euro nel 2015) e alla vendita dei pannelli fotovoltaici per 15 milioni di euro (104 milioni di euro nel 2015); la variazione degli Altri ricavi riflette le minori vendite di pannelli fotovoltaici correlate alla citata fase di cambiamento delle tecnologie produttive della fabbrica 3 Sun.

Costi

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Energia	31	39	(8)
Costo del personale	167	188	(21)
Servizi, materiali e altri costi operativi	360	480	(120)
Costi capitalizzati	(29)	(26)	(3)
Totale	529	681	(152)

I "Costi", pari a 529 milioni di euro nel 2016 e a 681 milioni di euro nel 2015, registrano un decremento di 152 milioni di euro principalmente per i minori costi per acquisto di materiali (89 milioni di euro) principalmente relativi ad acquisti di pannelli fotovoltaici dalla società 3 Sun, e dai minori oneri del personale (21 milioni di euro) principalmente dovuti all'accantonamento di 48 milioni di euro al fondo oneri incentivi all'esodo effettuato nel corso del 2015.

Il "*Margine operativo lordo*" si attesta a 520 milioni di euro (560 milioni di euro nel 2015), in decremento di 40 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Altre voci di conto economico

La voce "*Ammortamenti e perdite di valore*" pari a 378 milioni di euro (287 milioni di euro nel 2015) registra un decremento di 91 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio per complessivi 87 milioni di euro. In particolare, la Società ha svalutato la partecipazione in EGP Romania (67 milioni di euro) a seguito del peggioramento delle condizioni del mercato rumeno legate anche alle mutate condizioni di *pricing* della componente energia ed in Terrae Spa (15 milioni di euro) per allineare il costo storico della stessa (15 milioni di euro) al valore desumibile dall'offerta d'acquisto ricevuta in merito al pacchetto azionario detenuto da EGP SpA; nel mese di settembre 2016 si è, infatti, perfezionata la cessione della relativa quota di partecipazione ad Associazione Nazionale Bieticoltori e Confagri Consult per un valore complessivo di 0,5 milioni di euro.

Gli "*Oneri finanziari netti da contratti derivati*" si incrementano di 51 milioni di euro per effetto principalmente di minori oneri su contratti derivati di trading.

Gli "*Altri oneri finanziari netti*" si riducono di 3 milioni di euro a fronte della contrazione degli oneri finanziari (72 milioni di euro) relativi principalmente ai minori oneri su finanziamenti (60 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dai minori proventi finanziari per 69 milioni di euro, relativi a differenze positive di cambio e ad interessi attivi maturati.

Le "*Imposte*", pari a 74 milioni di euro (103 milioni di euro nel 2015) accolgono principalmente le imposte correnti per 78 milioni di euro (100 milioni di euro nel 2015).

Utile dell'esercizio

L'esercizio 2016 chiude con un "*Utile dell'esercizio*" pari a 50 milioni di euro, in decremento di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (92 milioni di euro nel 2015).

Analisi della struttura patrimoniale

Si riporta di seguito lo Stato Patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2016, confrontato con i dati al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	4.622	4.676	(54)
Attività immateriali	49	32	17
Avviamento	7	6	1
Partecipazioni	4.974	5.458	(484)
Attività/(passività) finanziarie non correnti nette - derivati	(67)	(41)	(26)
Altre attività/(Passività) non correnti nette	(31)	(34)	3
Totale Attività immobilizzate nette	9.554	10.097	(543)
Capitale circolante netto			
Rimanenze	36	33	3
Crediti commerciali	476	413	63
Crediti/(Debiti) tributari netti	37	120	(83)
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette - derivati	(54)	(20)	(34)
Altre attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(21)	(26)	5
Debiti commerciali	(237)	(256)	19
Altre attività/(passività) correnti nette	(157)	29	(186)
Totale Capitale circolante netto	80	293	(213)
Capitale investito lordo	9.634	10.390	(756)
Fondi diversi			
TFR ed altri benefici ai dipendenti	(36)	(32)	(4)
Fondi rischi ed oneri (compresa quota corrente)	(136)	(145)	9
Imposte differite nette	151	133	18
Totale Fondi diversi	(21)	(44)	23
Capitale investito netto	9.613	10.346	(733)
Patrimonio netto	6.610	6.818	(208)
Indebitamento finanziario netto	3.003	3.528	(525)

Le "Attività immobilizzate nette" evidenziano un decremento di 543 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, per effetto principalmente dei seguenti fenomeni:

- il decremento della voce "Partecipazioni" per 484 milioni di euro per effetto delle operazioni straordinarie perfezionate nel corso dell'esercizio 2016, che hanno comportato sostanzialmente l'eliminazione della partecipazione detenuta in EGPI a fronte dell'iscrizione nel mese di ottobre 2016, per effetto della fusione transfrontaliera in Enel Green Power SpA, del valore delle partecipazioni estere detenute dalla stessa Enel Green Power International BV;
- il decremento degli "Immobili impianti e macchinari" di 54 milioni di euro per effetto essenzialmente del saldo netto tra gli investimenti e oneri finanziari netti (231 milioni di euro), gli ammortamenti (269 milioni di euro), gli impairment e gli altri movimenti (complessivamente pari a 16 milioni di euro);
- la riduzione delle "Passività finanziarie non correnti nette - derivati" di 26 milioni di euro per le valutazioni al fair value dei derivati di cash flow hedge relativi alla copertura delle operazioni su tasso di interesse.

Il "Capitale circolante netto", positivo per 80 milioni di euro, evidenzia un decremento di 213 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 (positivo per 293 milioni di euro) dovuto principalmente al decremento di 186 milioni di euro delle "Altre attività/passività correnti nette", per effetto della rilevazione al 31 dicembre 2016 del debito nei confronti di Enel Finance International NV per 204 milioni di euro, conseguente agli effetti della scissione parziale di Enel Green Power

International BV in Enel Finance International NV, rilevato poi in Enel Green Power SpA a seguito della fusione transfrontaliera di Enel Green Power International BV nella Società. Inoltre, il capitale circolante netto si movimenta per i seguenti fenomeni:

- la riduzione dei crediti tributari netti di 83 milioni di euro, principalmente per il decremento del credito netto per IRES verso Enel Spa di 65 milioni di euro (a credito di 10 milioni di euro al 31 dicembre 2016 e a credito di 75 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e per il decremento della posizione IVA verso Enel Spa nell'ambito della procedura IVA di Gruppo (34 milioni di euro);
- l'incremento di 63 milioni di euro dei "*Crediti commerciali*" principalmente verso parti correlate.

I "*Fondi diversi*", sono pari a 21 milioni di euro (negativi per 44 milioni di euro al 31 dicembre 2015), e registrano un decremento di 23 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente della riduzione dei fondi rischi ed oneri (9 milioni di euro) e delle maggiori imposte differite nette (18 milioni di euro), effetto compensato dall'aumento del fondo TFR e altri benefici ai dipendenti (4 milioni di euro).

Il "*Capitale investito netto*", pari a 9.613 milioni di euro (10.346 milioni di euro al 31 dicembre 2015), risulta finanziato da mezzi propri per 6.610 milioni di euro (6.818 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e dall'indebitamento finanziario netto per 3.003 milioni di euro (3.528 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

L'*"Indebitamento finanziario netto"*, pari a 3.003 milioni di euro (3.528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 525 milioni di euro per effetto principalmente:

- del decremento dell'indebitamento netto a lungo termine (687 milioni di euro) principalmente derivante dalla riduzione dell'indebitamento a lungo termine a seguito dell'operazione di fusione di Enel Green Power International Bv (637 milioni di euro), effetto parzialmente compensato dall'incremento dei crediti finanziari a lungo termine (50 milioni di euro) principalmente per effetto del finanziamento concesso alla società Holding Energia Solare per 56 milioni di euro;
- dell'incremento dei finanziamenti a breve termine (157 milioni di euro) dovuto all'aumento dei finanziamenti a breve termine verso le società controllate e collegate (79 milioni di euro) e al debito verso Mediocredito rilevato nell'ambito dell'operazione di cessione dei crediti per tariffa incentivata (ex Certificati Verdi) per 70 milioni di euro;
- dell'incremento delle altre attività finanziarie correnti (50 milioni di euro) dovuto principalmente al saldo del conto corrente intersocietario acceso con la controllante Enel Spa e ai maggiori crediti finanziari a breve termine verso società controllate e collegate (32 milioni di euro).

Il "*Patrimonio Netto*", pari a 6.610 milioni di euro, è composto dal capitale sociale (272 milioni di euro), dalla riserva legale (54 milioni di euro), dalle altre riserve (5.096 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (1.137 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (50 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente gli effetti delle operazioni di scissione non proporzionale e di fusione di Enel Green Power International Bv, già descritti nei "Fatti di rilievo del 2016", oltre alla rilevazione dell'utile dell'esercizio (50 milioni di euro) e la distribuzione dei dividendi a valere sull'esercizio 2015 (50 milioni di euro).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è così composto:

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	1.243	680	563
Debiti verso parti correlate	-	1.200	(1.200)
Indebitamento a lungo termine	1.243	1.880	(637)
Crediti finanziari a lungo termine	(204)	(154)	(50)
Indebitamento netto a lungo termine	1.039	1.726	(687)
Indebitamento a breve termine			
Quote correnti dei finanziamenti a medio/lungo termine	131	76	55
Indebitamento bancario a breve termine	131	76	55
Altri debiti finanziari a breve termine	1.888	1.749	139
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	1.888	1.749	139
Altri crediti finanziari a breve termine	(44)	(13)	(31)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(11)	(10)	(1)
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(55)	(23)	(32)
Indebitamento netto a breve termine	1.964	1.802	162
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	3.003	3.528	(525)

L'“*Indebitamento finanziario netto*”, pari a 3.003 milioni di euro (3.528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 525 milioni di euro a fronte principalmente di un incremento di 139 milioni di euro degli Altri debiti finanziari a breve termine e di un incremento di 31 milioni di euro delle Disponibilità e dei crediti finanziari a breve termine.

Flussi finanziari

Milioni di euro	2016	2015	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti ad inizio dell'esercizio	10	19	(9)
Flusso di cassa da attività operativa	1.074	333	741
Flusso di cassa da attività di investimento	(679)	(811)	132
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(394)	469	(863)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	11	10	1

Il “*Flusso di cassa da attività operativa*” è stato pari a 1.074 milioni di euro, con un miglioramento di 741 milioni di euro rispetto al 2015 (333 milioni di euro). Tale variazione riflette principalmente il flusso di cassa generato dalle altre attività/passività correnti e non correnti (790 milioni di euro), in parte compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto (190 milioni di euro).

Il “*Flusso di cassa da Attività di investimento*” ha assorbito liquidità per 679 milioni di euro, a fronte di 811 milioni di euro nel 2015 ed è riconducibile principalmente agli investimenti in partecipazioni e in attività materiali e immateriali.

Il “*Flusso di cassa da Attività di finanziamento*” ha assorbito nel 2016 liquidità per 394 milioni di euro (aveva generato liquidità per 469 milioni di euro nel 2015).

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015
Idroelettrica	1.518	1.514	4	289	279	10
Geotermica	761	761	-	34	34	-
Eolica	617	609	8	36	28	8
Solare	23	24	(1)	13	14	(1)
Biomassa	6	5	1	6	3	3
Totale	2.926	2.913	13	378	358	20

Il Parco impianti di Enel Green Power Spa è costituito da 378 impianti installati (358 impianti al 31 dicembre 2015), per un totale di 2.926 MW (2.913 MW al 31 dicembre 2015).

L'incremento della capacità installata rispetto all'esercizio precedente riflette l'entrata in esercizio dell'impianto eolico di Barile Venosa precedentemente citata e l'effetto dei rifacimenti sugli impianti idroelettrici.

Idroelettrico

Enel Green Power Spa, tra impianti direttamente gestiti e impianti in concessione, possiede in Italia 289 impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 1.518 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 2016 dispone di 35 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e, pertanto, ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi (ai sensi del Dlgs 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni) e 14 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, con circa 61 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 28,6 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 miliardi di kWh annui, pari al consumo medio di circa 2,5 milioni di famiglie italiane.

Sono 17 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 2016 gestisce 36 centrali eoliche per una potenza complessiva di 617 MW. Sono 23 gli impianti eolici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui al Dlgs 28/2011 e successive modifiche ed integrazioni.

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").

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015
Idroelettrica	5.255	5.973	(718)	1.518	1.513	5
Geotermica	5.832	5.808	24	761	761	-
Eolica	1.062	912	150	614	609	5
Solare	15	89	(74)	23	74	(51)
Biomassa	35	12	23	5	2	3
Totale	12.199	12.794	(595)	2.921	2.959	(38)

Complessivamente si registra un decremento della produzione del 4,6% per effetto principalmente della minor produzione idroelettrica e solare, in diminuzione rispettivamente del 12% e dell'83%, dovuta alla minor disponibilità delle risorse e alla succitata operazione di conferimento di parte del parco fotovoltaico in Altomonte FV Srl.

Con riferimento alla produzione eolica si evidenzia un incremento del 16,4% dovuto principalmente all'entrata in esercizio di Barile Venosa nel corso del 2016.

Impianti non ancora operativi

Tecnologia	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti			MW			Numero di impianti		
	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015	2016	2015	2016-2015
Eolica		8	(8)		1	(1)		-	-		-	-
Biomassa	1	-	1	2	1	1		2	(2)		7	(7)
Idroelettrica	4	11	(7)	5	13	(8)		-	-		-	-
Geotermica		-	-		-	-	4	-	4	5	-	5
Totale	5	19	(14)	7	15	(8)	4	2	2	5	7	(2)

Gli impianti in costruzione si riferiscono ai progetti mini biomasse Montieri e Pomarance ed ai progetti idroelettrici di Mignano Ca' Barzizza DMV, Zevio DMV, Gora Molinara, Barrea e Isola Serafini.

Investimenti

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Impianti di produzione:			
- geotermici	98	112	(14)
- idroelettrici	85	81	4
- eolici	17	10	7
- biomasse	12	22	(10)
- solari	6	11	(5)
Altri investimenti operativi	12	15	(3)
Totale	230	251	(21)

Gli investimenti, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati pari a 21 milioni di euro (13 milioni di euro nel 2015), ammontano a 230 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2015).

Relativamente alla tecnologia geotermica si è proceduto al completamento della costruzione della nuova Centrale Bagnore 4 e alla prosecuzione delle attività realizzative già avviate negli anni precedenti per il riassetto dell'area di Piancastagnaio, attraverso interventi di natura mineraria e impiantistica finalizzati al recupero della potenzialità produttiva delle centrali geotermiche presenti nell'area. Inoltre, prosecuzione anche delle attività relative al Progetto "Recupero Vapore" per la realizzazione di nuovi pozzi geotermici e ripristino di pozzi esistenti al fine del recupero di vapore per massimizzare la produttività delle centrali geotermiche esistenti, influenzate dal naturale declino del campo geotermico. Gli investimenti nel 2016 includono anche le attività di mantenimento degli impianti già in esercizio fra cui, si segnala, l'installazione di nuovi impianti AMIS (Abbattimento Mercurio Idrogeno Solforato).

Le principali attività di rinnovamento degli impianti idroelettrici hanno riguardato le centrali di Alanno, San Pietro d'Orzio, Tagliuno, Ceto, Braone, Cimena DMV, Castel Giubileo, Isola Serafini, Priula, Spresiano, Bolognano, Triano, Coscile I, Cassibile, Franciolini e Montelupone ed il mantenimento degli impianti già in esercizio.

Gli investimenti relativi agli impianti solari si riferiscono principalmente agli interventi di adeguamento alle prescrizioni emanate dalle Autorità per l'impianto Interporto Campano (Campania).

Gli investimenti relativi agli impianti eolici si riferiscono principalmente al completamento delle attività di realizzazione dell'impianto di Barile Venosa (Basilicata).

Gli investimenti relativi agli impianti biomassa si riferiscono principalmente al potenziamento della centrale geotermica Cornia 2 con biomasse e al completamento degli impianti di San Nicola da Crissa I e II (Calabria).

Complessivamente, nel 2016 a fronte degli investimenti in impianti di produzione si è registrato un aumento di capacità produttiva pari a 17 MW (1 MW per impianti biomasse, 8 MW per impianti eolici e 8 MW per impianti idroelettrici).

Gli investimenti in impianti di produzione sono pari a 218 milioni di euro (236 milioni di euro nel 2015) e sono esposti, distinti per finalità, nella tabella seguente:

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015
Investimenti per finalità			
Rinnovamento	90	72	18
Mantenimento	95	131	(36)
Nuovi impianti	33	33	-
Totale	218	236	(18)

(*) Si intende, per rinnovamento, la trasformazione di impianti esistenti.

(**) Si intende, per mantenimento, il miglioramento, l'ammodernamento e l'eventuale sviluppo di impianti esistenti, interventi legati a tematiche di sicurezza, ambiente o altri obblighi di legge e prescrizioni di organi di vigilanza.

Risorse umane e organizzazione

Nel corso del 2016, Enel Green Power S.p.A. è stata integrata in Enel con l'obiettivo di catturare sinergie commerciali, di costo e di gestione del rischio, focalizzare il gruppo Enel sulle energie rinnovabili e su uno sviluppo sostenibile e garantire ad Enel Green Power l'adeguato supporto finanziario per sostenere la sua traiettoria di crescita.

Organizzazione

L'integrazione, oltre che dal punto di vista societario, si è completata anche da un punto di vista organizzativo. La linea di business Energie Rinnovabili, riconducibile ad Enel Green Power, entra a far parte della "matrice" organizzativa del Gruppo Enel alla stregua delle altre linee di business (e.g. Generazione Termica, Infrastrutture e Reti). Le geografie di presenza, siano esse popolate da asset di generazione termica o rinnovabile, sono portate a riporto dell'AD del Gruppo e presidiano ed integrano i business localmente favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore.

In particolare, nei Paesi di compresenza di Enel Green Power e di altre società del Gruppo Enel si è implementato un modello organizzativo che prevede:

- un unico Country Manager con funzioni di Staff (e.g. Affari Istituzionali, Regolatorio) e Servizi condivisi al fine di consentire una gestione ottimizzata e integrata del portafoglio, un positioning integrato verso Regolatore/Istituzioni e un'offerta commerciale integrata;
- un unico Energy Management, ovvero un rafforzato coordinamento tra le funzioni di Energy Management nel caso dell'Italia, al fine di:
 - o minimizzare le posizioni di rischio;
 - o ottimizzare il portafoglio e i margini;
 - o garantire una visione integrata sui mercati locali.

A partire dal 2016 la linea di business Energie Rinnovabili comincia inoltre a gestire l'intera filiera tecnologica idroelettrica del Gruppo, concentrando quindi in essa tutte le fonti rinnovabili di interesse per il Gruppo.

Ad oggi la struttura organizzativa di Enel Green Power è articolata secondo il seguente modello di funzionamento:

- *Funzioni di Staff* volte a garantire il ruolo di indirizzo e coordinamento. Appartengono a tale categoria le funzioni *Administration, Finance and Control, Audit, Communications, Human Resources and Organization* e *Legal and Corporate Affairs*;
- *Funzioni di Servizio* volte a garantire la fornitura di servizi e la gestione degli stessi a supporto del core business della Business Line ricercando la massimizzazione dell'efficienza. Appartengono a questa categoria le unità *Procurement* e *ICT*;
- *Funzioni di Line*, focalizzate sull'intera value chain, volte a massimizzare la creazione di valore ottimizzando le competenze distintive dislocate geograficamente nei diversi continenti in cui la business line è presente. Appartengono a questa categoria le funzioni di *Business Development, Engineering & Construction, Health, Safety, Environment and Quality, Innovation and Sustainability* e *Operation & Maintenance*; e per perimetro geografico, definito sulla base di esigenze legate alla massa critica ed al grado di prossimità degli asset detenuti o da realizzare, le regioni così definite: *Renewable Energies Italy, Renewable Energies Latin America, Renewable Energies Sub-Saharan Africa and Asia, Renewable Energies Central America, Renewable Energies North America*.

Consistenza e movimentazione del personale

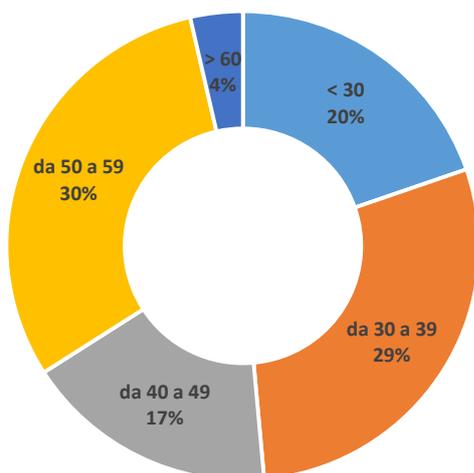
La consistenza del personale di Enel Green Power Spa è aumentata di 168 risorse rispetto al 2015. La crescita è avvenuta principalmente attraverso mobilità interna da altre società del Gruppo Enel, e riflette sia la crescita del business dedicato allo sviluppo delle energie rinnovabili sia le modifiche alla struttura organizzativa del gruppo, che hanno visto il

passaggio della gestione della produzione idroelettrica dal perimetro di generazione convenzionale al perimetro rinnovabile.

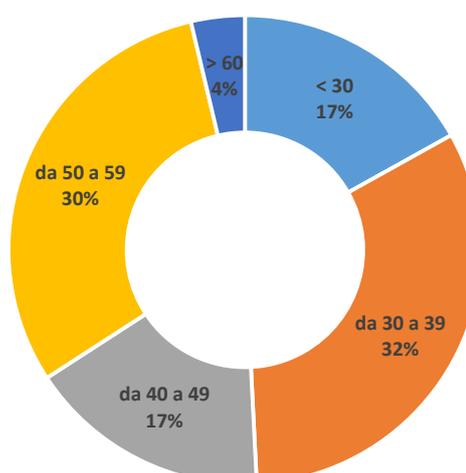
La consistenza del personale nel 2016 è esposta nel prospetto seguente:

	Consistenza al 31.12.2015	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 31.12.2016
Dirigenti	66	1	(1)	12	(14)	8	72
Quadri	352	5	(7)	81	(21)	63	473
Impiegati	969	43	(36)	148	(32)	(56)	1.036
Operai	703	16	(30)	5	(2)	(15)	677
Totale	2.090	65	(74)	246	(69)	-	2.258

Suddivisione per età anagrafica



Distribuzione anagrafica 2015



Distribuzione anagrafica 2016

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2016 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 delle persone e supportare l'allineamento dei comportamenti al Modello di Leadership adottato dal Gruppo.

Di seguito i principali interventi di formazione manageriale realizzati:

- *“Top Team Training”* rivolto al Top Team di Enel Green Power con l'obiettivo di attivare un confronto all'interno del team per condividere l'evoluzione futura di EGP, definire action plan da implementare nel breve-medio termine, consolidare le competenze di gestione delle risorse umane;

- *“Project Management Culture”* rivolto a Project Manager, Project Engineer e Construction Manager della funzione 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;
- Diversi *“Workshop E&C”* rivolto alle unità tecniche e specialistiche della funzione Engineering and Construction con l’obiettivo di condividere e analizzare punti di forza e nodi critici della funzione e definire nuovi “modelli di lavoro” per la Funzione per fronteggiare in modo efficace gli scenari evolutivi di EGP
- *“Involve yourself in HSEQ”* rivolto a circa 30 neolaureati neoassunti nelle aree appartenenti alla catena del valore (HSEQ, BD, EC, OM) con lo scopo di sensibilizzare i partecipanti alle tematiche inerenti la Safety, l’ambiente e la salute.

Il 2016 è stato l’anno delle scuole di formazione per la specializzazione del personale nelle aree più critiche e sensibili e la formazione dei futuri profili manageriali dei prossimi anni.

Nel corso del 2016 è stata avviata la School of BD, con tre edizioni svolte a Roma, Rio de Janeiro e Città del Messico, per la formazione dei Business Developer e la School of O&M, un master universitario in collaborazione con l’università Sant’Anna di Pisa, rivolta a 30 giovani laureati appartenenti alle funzioni O&M Italia ed Europa. Sempre nel 2016 è stata avviata la prima edizione della School of Commissioning, con lo scopo di consolidare la conoscenza e le best-practices per le attività di avvio degli impianti rinnovabili, area strategica e di grande rilevanza aziendale. Anche in questo caso il target della formazione è costituito da giovani neolaureati e diplomati con profilo internazionale.

Per quanto riguarda l’ambito dello sviluppo, di seguito le principali iniziative realizzate nel corso del 2016:

- Rilancio del Programma Hall of Energies, con una forte spinta alla digitalizzazione;
- Creazione del Programma Mobility Europe, volto a sostenere lo scambio geografico e funzionale di colleghi interessati e/o proposti dalla Gestione/Business;
- Definizione piani di sviluppo individuali ai successori dei Top e dei Manager della GBL, con un’attenzione dedicata alle esponenti di sesso femminile al fine di rafforzarne la presenza organizzativa;
- Disegno di iniziative specifiche di analisi organizzazione/profili professionali per Aree dedicate.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del 2016 Enel Green Power ha confermato la propria posizione di *leadership* nel settore delle energie rinnovabili e ha conseguito gli obiettivi strategici assunti nonostante la contrazione dei prezzi sui principali mercati europei e le tensioni riscontrate su diversi mercati emergenti.

Il protrarsi di tali condizioni sfavorevoli renderà anche il 2017 un anno sfidante per la *Global Renewable Energies*, la cui strategia sarà caratterizzata da una crescita della capacità installata indirizzata prevalentemente verso paesi emergenti caratterizzati da abbondanti risorse rinnovabili ed elevata crescita economica.

Gli investimenti saranno indirizzati verso la crescita in quei mercati che offrano stabilità del sistema regolatore con iniziative volte ad incrementare la diversificazione geografica e tecnologica ed a massimizzare il valore creato.

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 modo particolare nell'ambito del *procurement*.

Enel Green Power continuerà a far leva sulla flessibilità nell'orientare il proprio portafoglio, adattandolo velocemente ai cambiamenti di scenario, come accaduto per la creazione nel 2015 della *joint venture* con F2i che ricopre attualmente il ruolo di principale *player* nel fotovoltaico in Italia. Inoltre, la Società porterà avanti il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, anche attraverso la costruzione di impianti *off-grid* e l'utilizzo dello *storage* per migliorare la flessibilità e la *performance* dei propri impianti. Proseguirà infine la gestione attenta dei temi di sostenibilità, il dialogo con le comunità locali e in generale con tutti gli *stakeholder* (dipendenti, fornitori, istituzioni, altro) ponendo la massima attenzione alle tematiche ambientali e di *safety*.

Corporate Governance

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

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

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

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

Nel corso dell'esercizio 2016, sono state svolte attività di audit previste nel Piano elaborato attraverso la metodologia risk based sopra descritta

Codice etico

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

In particolare, il Codice Etico si articola in:

- principi generali nelle relazioni con gli stakeholder, che definiscono i valori di riferimento cui la Società si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali principi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
- criteri di condotta verso ciascuna classe di stakeholder, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori della Società sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
- meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Gli stakeholder interni ed esterni di Enel Green Power possono segnalare ogni informazione riguardo a presunte violazioni, condotte e pratiche non in linea con i principi etici fondamentali attraverso diversi canali dedicati. La Funzione Audit, con il supporto delle Funzioni aziendali interessate, analizza le segnalazioni ed effettua gli approfondimenti

necessari per accertare il loro concreto verificarsi, anche al fine di individuare eventuali carenze nei processi interni e implementare azioni correttive a presidio dell'adeguatezza del sistema di controllo interno. Nella gestione delle segnalazioni è sempre assicurata la riservatezza dell'identità dei segnalanti.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

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

Modello organizzativo e gestionale

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

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

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

"B" - "Reati societari";

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

"D" - "Reati contro la personalità individuale";

"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 stakeholders della Società.

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

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

Nel corso del 2016 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 2016 non sono state poste in essere né direttamente né indirettamente operazioni su azioni proprie o su azioni della società controllante.

Pertanto al 31 dicembre 2016 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..

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili

Conto Economico

Euro	Note	2016	2015
Ricavi e proventi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5	1.014.951.289	946.483.431
Altri ricavi e proventi	6	38.701.272	310.876.311
	(Subtotale)	1.053.652.561	1.257.359.742
Costi			
Acquisto di energia elettrica	7	31.219.663	39.301.732
Servizi e altri materiali	8	306.480.978	396.296.283
Costo del personale	9	167.361.363	187.712.116
Ammortamenti e perdite di valore	10	378.431.882	286.900.486
Altri costi operativi	11	52.438.658	83.957.094
Costi per lavori interni capitalizzati	12	(28.759.539)	(25.514.952)
	(Subtotale)	907.173.005	968.652.759
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	13	(4.475.340)	(16.059.045)
Utile operativo		142.004.216	272.647.938
Proventi da partecipazioni	14	14.360.432	8.475.648
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	15	(16.349.707)	(66.946.834)
Altri proventi/(Oneri) finanziari netti	16	(16.130.465)	(19.187.335)
	(Subtotale)	(18.119.740)	(77.658.521)
Utile prima delle imposte		123.884.476	194.989.417
Imposte	17	(73.655.849)	(102.532.976)
Utile dell'esercizio		50.228.627	92.456.441

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	2016	2015
Utile dell'esercizio	50.228.627	92.456.441
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(725.943)	(209.128)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (a)	(725.943)	(209.128)
Utili/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(52.705.503)	(12.466.898)
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (b)	(52.705.503)	(12.466.898)
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	(53.431.446)	(12.676.026)
Totale utile/(perdita) rilevato nell'esercizio	(3.202.819)	79.780.415

Stato Patrimoniale

Euro	Note		
ATTIVITÀ		al 31.12.2016	al 31.12.2015
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	19	4.621.726.183	4.676.136.059
Attività immateriali	20	48.757.839	31.617.724
Avviamento	21	6.572.383	6.370.310
Attività per imposte anticipate	22	159.410.928	140.464.032
Partecipazioni	23	4.973.746.292	5.458.249.423
Derivati	24	4.525.155	2.098.792
Altre attività finanziarie non correnti	25	202.940.552	154.577.167
Altre attività non correnti	26	18.345.528	9.837.652
	(Totale)	10.036.024.860	10.479.351.159
Attività correnti			
Rimanenze	27	36.073.859	33.296.965
Crediti Commerciali	28	476.322.536	412.671.953
Crediti per imposte sul reddito	29	24.497.153	80.950.980
Derivati	24	2.592.329	6.158.697
Altre attività finanziarie correnti	30	47.607.002	16.064.182
Altre attività correnti	31	177.682.879	157.983.258
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	10.780.371	10.047.777
	(Totale)	775.556.129	717.173.812
TOTALE ATTIVO		10.811.580.989	11.196.524.971

Euro	Note		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2016	al 31.12.2015
Capitale sociale		272.000.000	1.000.000.000
Altre riserve		5.150.341.078	4.629.995.266
Utili e perdite accumulate		1.137.376.315	1.095.239.874
Utile dell'esercizio		50.228.627	92.456.441
TOTALE PATRIMONIO NETTO	33	6.609.946.020	6.817.691.581
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	34	1.243.039.090	1.880.177.471
TFR ed altri benefici ai dipendenti	35	35.607.281	32.099.324
Fondo rischi ed oneri	36	120.086.028	121.007.313
Passività per imposte differite	22	8.154.400	7.154.975
Derivati	24	71.149.551	43.436.263
Altre passività non correnti	37	49.036.865	44.550.144
	(Totale)	1.527.073.215	2.128.425.490
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	34	1.887.492.866	1.749.326.824
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	34	130.933.925	76.140.844
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	36	15.659.616	23.595.975
Debiti commerciali	38	237.385.313	256.100.002
Debiti per imposte sul reddito	39	4.111.096	-
Derivati	24	56.733.124	26.068.462
Altre passività finanziarie correnti	40	24.111.155	29.489.114
Altre passività correnti	42	318.134.659	89.686.679
	(Totale)	2.674.561.754	2.250.407.900
TOTALE PASSIVITÀ		4.201.634.969	4.378.833.390
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.811.580.989	11.196.524.971

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 2014	1.000.000.000	200.000.000	137.963.823	(25.448.488)	(7.576.341)	4.337.796.947	824.202.673	431.037.201	6.897.975.815
Riparto Utile 2014									
Distribuzione dividendi								(160.000.000)	(160.000.000)
Utili portati a nuovo							271.037.201	(271.037.201)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio									
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto				(12.466.898)	(209.128)	(64.649)			(12.740.675)
Utile dell'esercizio								92.456.441	92.456.441
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 International BV in Enel Green Power 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

Rendiconto Finanziario

Euro

	Note	2016	2015
Utile prima delle imposte		123.884.476	194.989.417
Utile/(Perdita) prima delle imposte discontinued operations		-	-
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	10	378.431.882	286.900.486
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		35.063.548	95.888.484
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	14	(14.360.431)	(8.475.648)
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati e altri oneri finanziari netti		62.431.073	86.064.257
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(113.902.323)	6.599.559
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		471.548.225	661.966.555
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		(41.362.930)	(34.670.323)
(Incremento)/ Decremento di rimanenze		(2.776.894)	55.748.790
(Incremento)/ Decremento crediti e debiti commerciali	28, 38	(52.295.470)	(47.027.371)
(Incremento)/ Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		645.314.444	(144.288.867)
Interessi attivi (passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(45.437.756)	35.691.335
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese	14	8.859.686	8.462.848
Imposte pagate		90.227.408	(202.678.226)
Flusso di cassa da attività operativa (a)		1.074.076.713	333.204.741
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	19	(193.652.229)	(237.802.572)
Investimenti in attività immateriali e avviamento	20	(40.173.382)	(14.245.618)
Cessioni di attività materiali	19, 20	3.701.952	-
Investimenti in partecipazioni	23	(449.191.550)	(661.506.767)
Rimborsi di partecipazioni	23	-	102.536.688
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(679.315.209)	(811.018.270)
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	34	(47.304.742)	(55.068.882)
Rimborsi ed altre variazioni nette di debiti/(crediti) finanziari	4, 25, 30, 34	(296.404.168)	683.910.121
Dividendi pagati	33	(50.320.000)	(160.000.000)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		(394.028.910)	468.841.239
- di cui discontinued operations		-	-
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		732.594	(8.972.290)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	32	10.047.777	19.020.067
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	32	10.780.371	10.047.777

Note di commento

1. Forma e contenuto del bilancio

Enel Green Power, 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, optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4a dell'IFRS 10 e dall'art.25 del D.Lgs.127/91, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato ad uso pubblico viene redatto da Enel Spa, da cui Enel Green Power 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. La Società ha durata prevista dallo Statuto fino al 31 dicembre 2100.

Gli Amministratori in data 16 marzo 2017 hanno approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 e la sua messa a disposizione degli Azionisti nei termini previsti dall'art. 2429 c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione all'Assemblea in data 28 aprile 2016 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 c.c.

Ai fini di quanto previsto dal paragrafo 17 dello IAS 10, la data di presa in considerazione degli Amministratori nella redazione del bilancio è il 16 marzo 2016, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

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

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards – IAS* e *International Financial Reporting Standards – IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n.38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle *continuing operation* e di quello delle eventuali *discontinued operation*.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento. Le transazioni per investimenti e finanziamenti che non implicano flussi finanziari (come ad esempio la trasformazione di apporti di capitale a beneficio di società del gruppo in componenti di debito) non sono rappresentati nel rendiconto finanziario ma indicati nelle note di commento relative alle voci patrimoniali interessate da dette transazioni.

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.

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 stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione 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 imposte anticipate

Al 31 dicembre 2016 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del *management* sono richiesti per determinare l'ammontare dell'imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

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

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Smantellamento e ripristino siti

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

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

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

Tale passività è quantificata dal *management* sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

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; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente.

L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica	
Fabbricati e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- condotte forzate	50
- macchinario meccanico ed elettrico	40
- altre opere idrauliche fisse	100
Impianti di produzione geotermoelettrica	
Fabbricati ed opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri refrigeranti	20
- turbine e generatori	30
- parti turbina a contatto con il fluido	10
- macchinario meccanico altro	20
Impianti di produzione eolica	
Fabbricati ed opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri	25
- turbine e generatori	25
- macchinario meccanico altro	15-25
Impianti di produzione solare	
Fabbricati ed opere civili	20-60
Impianti e macchinari:	
- macchinario meccanico altro	18-20

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).

Leasing

La Società detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di *leasing*. Tali contratti sono analizzati alla luce del contesto e degli indicatori previsti dallo IAS 17 al fine di determinare se essi costituiscono dei *leasing* operativi o dei *leasing* finanziari.

Un *leasing* finanziario è definito come un *leasing* che sostanzialmente trasferisce al locatario tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del relativo bene. Tutti i *leasing* che non si configurano come *leasing* finanziari sono classificati come *leasing* operativi.

In sede di rilevazione iniziale i beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario sono rilevati tra gli immobili, impianti e macchinari e una corrispondente passività è rilevata tra i finanziamenti a lungo termine. Alla data di inizio della decorrenza del contratto, i beni detenuti in leasing finanziario sono rilevati al loro *fair value* o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto.

Tali beni sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine del leasing, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata del bene stesso.

I pagamenti effettuati per un leasing operativo sono rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto. Pur non essendo formalmente qualificabili come accordi di *leasing*, alcune tipologie contrattuali sono considerate come tali, se il loro adempimento è dipendente dall'utilizzo di una o più attività specifiche e se tali contratti conferiscono il diritto a utilizzare tali attività.

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.

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 similari. 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

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 omnicomprensiva ora riconosciuta dal GSE può essere assimilata ad un'integrazione dei ricavi relativi alla vendita di energia e pertanto la miglior collocazione nel conto economico dei correlati ricavi risulta essere la voce "ricavi delle vendite e prestazioni", mentre in passato il contributo per Certificati Verdi era rilevato tra gli "altri ricavi" in accordo con le disposizioni dello IAS 20. Relativamente alla contropartita patrimoniale, invece, la miglior classificazione risulta essere nell'ambito del sottogruppo C II) e, nello specifico, la voce "crediti verso altri".

La Società ha impugnato il Decreto e promosso un ricorso straordinario al fine di ottenere l'annullamento dello Schema di Convenzione per la regolazione economica dell'incentivo sulla produzione netta incentivata per il residuo periodo di diritto, successivo al 2015, in quanto ritenuto penalizzante rispetto al precedente meccanismo dei Certificati Verdi che consentiva di raggiungere una piena complementarietà tra il prezzo di cessione dell'energia e il valore dell'incentivo, stabilizzando anno su anno il valore del ricavo per impianto incentivato.

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 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 al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di *fair value* di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

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

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

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

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

Dividendi

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

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

3. Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2016

La Società ha adottato la seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2016:

- > “Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*”, emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle *disclosure* del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
 - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l’inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l’utilità dell’informativa finanziaria;
 - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di conto economico, del prospetto dell’utile complessivo del periodo e di stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l’utilizzo dei subtotali;
 - struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l’ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. E’ stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
 - partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell’ambito delle rispettive sezioni del prospetto di conto economico complessivo.

L’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > “Modifiche allo IAS 19 – *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*”, emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l’obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell’ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:
 - lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l’ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
 - nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l’ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

L’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > “Modifiche allo IAS 27 – *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*” emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l’utilizzo dell’equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle cosiddette investment entity; in particolare è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D’altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall’IFRS 9.

L’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio in quanto la società non ha adottato l’opzione di utilizzo dell’equity method.

- > “Modifiche all’IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 – *Entità d’investimento: applicazione dell’eccezione di consolidamento*”, emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all’IFRS 10 (incluso il caso di una *investment entity* che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al *fair value*), l’esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una *investment entity* che sono a loro volta qualificate come *investment entity*. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come *investment entity*, deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una *investment entity*. Le modifiche semplificano altresì l’applicazione del metodo del patrimonio netto per una

società che non è una *investment entity*, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una *joint venture* che si qualifichi come "*investment entity*". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al *fair value* applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > "Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 – *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*", emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (cosiddetto *revenue-based method*). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il *revenue-based method* non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:
 - l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
 - può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio di esercizio.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010 – 2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente bilancio di esercizio. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" ed il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.
 - "IAS 24 – *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che una *management entity*, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla *management entity*, anche le altre transazioni con la stessa *entity*, quali ad esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla *management entity* a tali dirigenti.
 - "IAS 38 – *Attività immateriale*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'attività. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" ed il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010 – 2012" ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio "IFRS 13 – Valutazione del fair value" per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso d'interesse da applicare all'importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012 – 2014", emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente bilancio di esercizio. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; relativamente alle *disclosure* da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della *disclosure*, un contratto di *servicing*, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica *disclosure*. Le modifiche

chiariscono, inoltre, che le *disclosure* relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici.

- “IAS 19 – *Benefici per i dipendenti*”; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l’obbligazione è espressa e non della valuta del paese in cui l’obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

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 2016:

- > “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 “incurring 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 retrospettico 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*. Nel corso dell'esercizio 2016 è stata avviata a livello di Gruppo Enel uno specifico progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo Principio. In particolare, relativamente a ciascuno stream progettuale si evidenzia per la società Enel Green Power SpA quanto segue:

- a) "Classification and Measurement": sono in corso di svolgimento le attività di verifica dell'attuale modalità di classificazione degli strumenti finanziari rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e. SPPI test e business model). Peraltro, sono in corso di analisi i contratti che potrebbero essere oggetto di valutazione al fair value in quanto i flussi di cassa contrattuali potrebbero non essere rappresentati esclusivamente dal pagamento di capitale e interessi;
- b) "Impairment": è in corso di svolgimento l'analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di impairment con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia della Società. In particolare, per tali crediti si stanno analizzando gli opportuni modelli di impairment in applicazione dell'approccio semplificato (loss rate approach) o del modello generale delle expected credit losses.
- c) "Hedge Accounting": sono attualmente in corso le attività volte a implementare il nuovo modello di hedge accounting sia in termini di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all'IFRS 9.

Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione del nuovo principio si specifica che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili.

- > "IFRS 14 – *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti principi adottati (es.: principi locali), in sede di prima adozione degli International Financial Reporting Standards. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. La Commissione Europea ha deciso di non avviare il processo di omologazione di questo standard ma di attendere la finalizzazione del più ampio progetto relativo alle Rate-regulated activities.

- > "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.

Nel corso dell'esercizio 2016, è stata avviata una attività progettuale a livello di Gruppo Enel volta a individuare i potenziali impatti relativi alla transizione al nuovo principio. Allo stato dell'analisi, ancora in corso di svolgimento, le fattispecie più significative che riteniamo saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 per la Società si riferiscono a: (i) i contratti caratterizzati da una pluralità di obbligazioni contrattuali; (ii) i contratti che prevedono corrispettivi variabili; (iii) la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti.

Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 si segnala che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili.

- > "Clarification to IFRS 15 Revenue from contracts with customers", 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, previa omologazione, dal 1° gennaio 2018.
- > "IFRS 16 – Leases", 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:
- 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
 - 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, differenzialmente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, 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 7: *Disclosure Initiative*”, emesso a gennaio 2016. Le modifiche si applicano alle passività e alle attività derivanti dall'attività di finanziamento, definite come quelle passività e attività i cui flussi di cassa sono stati o saranno classificati nel rendiconto finanziario nel “cash flow da attività di finanziamento”. Le modifiche richiedono una *disclosure* delle variazioni di tali passività/attività distinguendo le variazioni monetarie da quelle non monetarie (i.e. scostamenti derivanti dall'effetto della variazione dei tassi di cambio e delle variazioni di fair value). Lo IASB suggerisce di fornire tale informativa in una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e quelli di fine periodo di tali passività/attività. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. *La società non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.*
- > “Amendments to IAS 12- *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*”, emesso a gennaio 2016, forniscono chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al fair value. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. E' consentita un'applicazione anticipata. *La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.*
- > “Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*”, emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset ad una joint venture o ad una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'IFRS 3 “Aggregazioni aziendali”. In particolare se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevata integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. L'EFRAG ha raccomandato la Commissione Europea di posticipare il processo di omologazione delle modifiche in oggetto finché non sarà completato il progetto dello IASB sull'eliminazione degli utili e delle perdite derivanti dalle transazioni tra una società e le sue collegate o joint venture.
- > “IFRIC 22 - *Foreign currency transactions and advance consideration*”, emesso a dicembre 2016; l'interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un'attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell'operazione è quella nella quale la società rileva l'eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 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.

4. Operazioni straordinarie 2016

Come già commentato nei “Fatti di rilievo”, all’interno della Relazione sulla gestione, il 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power Spa in favore di Enel Spa attraverso la quale sono stati assegnati ad Enel Spa la partecipazione totalitaria nella società di diritto olandese Enel Green Power International BV (che a sua volta deteneva la quasi totalità delle partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili all’estero), il credito finanziario a breve termine vantato nei confronti della società Enel Green Power North America Ltd. relativo ad una operazione di ristrutturazione finanziaria effettuata nel 2014, i rapporti giuridici relativi alla linea di finanziamento a lungo termine con Enel Green Power International BV e le garanzie rilasciate da Enel Green Power Spa nell’interesse di Enel Green Power International BV e sue controllate relative alla copertura di taluni impegni assunti da queste ultime. Trattandosi di scissione non proporzionale, gli azionisti di Enel Green Power Spa diversi da Enel Spa hanno concambiato in azioni Enel tutte le azioni possedute in Enel Green Power Spa sulla base di un rapporto di concambio di 0,486 azioni Enel in cambio di un azione Enel Green Power.

Pertanto, per effetto dell’operazione sopra menzionata, Enel Spa è divenuta l’unico azionista di Enel Green Power Spa e le azioni della Società hanno cessato di essere negoziate sul Mercato Telematico Azionario (“MTA”) organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. e sul sistema elettronico di negoziazione continua spagnolo (Sistema de Interconexión Bursátil, SIBE).

Successivamente, nell’ambito della riorganizzazione societaria del Gruppo Enel, con efficacia 26 ottobre 2016, si è realizzata la fusione transfrontaliera in Enel Green Power Spa di Enel Green Power International BV (detenuta al 100% da Enel Spa) che si è, pertanto, estinta dopo aver trasferito ad Enel Green Power Spa, a titolo universale, tutti i suoi rapporti attivi e passivi, ivi incluse le partecipazioni nelle controllate estere.

Si espone di seguito la situazione patrimoniale di fusione di Enel Green Power International BV:

ATTIVITÀ	Bilancio di fusione
Attività non correnti	
Attività per imposte anticipate	5
Partecipazioni	3.696
	3.701
Attività correnti	
Crediti Commerciali	40
Altre attività finanziarie correnti	674
	714
TOTALE ATTIVO	4.415

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	Bilancio di fusione
Capitale sociale	245
Altre riserve	3.323
Utili e perdite accumulate	(110)
Utile dell’esercizio	42
TOTALE PATRIMONIO NETTO	3.500
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	594
Passività per imposte differite	1
Derivati	22
	617
Passività correnti	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	71
Debiti per imposte sul reddito	5
Altre passività finanziarie correnti	16
Altre passività correnti *	206
	298
TOTALE PASSIVITÀ	915
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.415

* Include il debito verso Enel Finance International per 203 milioni di euro emerso a seguito della scissione di Enel Green Power International Bv in Enel Finance International.

Attività

Le attività non correnti, pari a 3.701 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle partecipazioni detenute nelle seguenti società (3.696 milioni di euro):

Milioni di Euro

Partecipazione	Paese	al 26.10.2016
Enel Green Power Brasil Participações	Brasile	1.323
Enel Green Power North America	USA	654
Enel Green Power Romania	Romania	599
Enel Green Power Panama	Panama	244
Enel Green Power Mexico	Messico	232
Enel Green Power Development	USA	95
Enel Green Power Costa Rica	Costa Rica	93
Enel Green Power Hellas	Grecia	82
Enel Green Power Development	Italia	81
Renovables de Guatemala	Guatemala	80
Hydromac Energy	Italia	58
Enel Green Power Perù	Perù	26
Sowitec	Germania	23
Erdwärme Oberland	Germania	22
Transmisora de Energia Renovables	Guatemala	22
Enel Green Power Bulgaria	Bulgaria	18
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Turchia	18
Partecipazioni in altre imprese		26

3.696

Le attività non correnti si riferiscono, inoltre, per 5 milioni di euro ai crediti per imposte anticipate calcolate sui derivati di Cash Flow Hedge.

Le attività correnti, pari a 714 milioni di euro, si riferiscono per 40 milioni di euro ai crediti commerciali verso le società controllate estere principalmente per le garanzie prestate alle società controllate del Brasile (15 milioni di euro), Cile (9 milioni di euro), Messico (7 milioni di euro) e per 674 milioni di euro alle altre attività finanziarie correnti relative principalmente al finanziamento a breve termine con la società Enel Finance International (655 milioni di euro).

Patrimonio netto e Passività

Il Patrimonio netto pari a 3.500 milioni di euro accoglie principalmente le Altre riserve disponibili di patrimonio netto (3.323 milioni di euro) relative alle ripatrimonializzazioni effettuate dalla controllante Enel Green Power Spa ad Enel Green Power International Bv finalizzate a dotare la Società delle disponibilità liquide per ripatrimonializzare, a sua volta, le società controllate.

Le passività non correnti, pari a 617 milioni di euro, accoglie principalmente i finanziamenti a lungo termine per 594 milioni di euro con Citibank (308 milioni di euro), Banca Europea Investimenti (183 milioni di euro) e con Banco Santander (109 milioni di euro); la voce accoglie, inoltre, per 22 milioni di euro i derivati passivi di Cash Flow Hedge su tassi d'interesse.

La voce passività correnti, pari a 298 milioni di euro, è composta principalmente dal debito verso Enel Finance International per 203 milioni di euro emerso a seguito della scissione di Enel Green Power International a favore di Enel Finance International.

La voce accoglie, inoltre, per 71 milioni di euro le quote correnti dei finanziamenti a lungo termine e per 16 milioni di euro le altre passività correnti relative principalmente ai debiti verso Enel Spa per le garanzie prestate.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi e proventi

5. Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 1.015 milioni

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Energia	888	734	154
Altre vendite e prestazioni di servizi	127	212	(85)
Totale	1.015	946	69

I ricavi per “Energia”, pari a 888 milioni di euro (734 milioni di euro nel 2015) e interamente riferibili a parti correlate, riflettono i quantitativi di energia venduti nell’esercizio, pari a 12.199 GWh (12.794 GWh nel 2015), e si riferiscono principalmente:

- > per 445 milioni di euro a 9.782 GWh di energia venduti in Borsa (571 milioni di euro a 10.560 GWh nel 2015);
- > per 124 milioni di euro a 2.415 GWh di energia venduta a Enel Trade Spa tramite contratti bilaterali (134 milioni di euro e 2.206 GWh nel 2015);
- > per 303 milioni di euro i ricavi da Conto Energia (18 milioni di euro nel 2015), comprensivi dei ricavi per ex Certificati Verdi per 272 milioni di euro (283 milioni di euro nel 2015) rilevati nei Ricavi delle vendite e prestazioni a seguito delle modifiche previste dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, già anticipate nei Principi contabili; i ricavi per Certificati verdi nel 2015 erano esposti nella voce “Altri ricavi e proventi”.

I ricavi per Certificati Verdi sono attribuibili per 129 milioni di euro ai 1.285 GWh prodotti da impianti geotermoelettrici (132 milioni di euro per 1.316 GWh nel 2015), per 84 milioni di euro ai 838 GWh prodotti da impianti eolici (86 milioni di euro per 865 GWh nel 2015) e per 59 milioni di euro ai 586 GWh prodotti da impianti idroelettrici (65 milioni di euro per 651 GWh nel 2015).

La voce “Altre vendite e prestazioni”, pari a 127 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2015), si riferisce principalmente:

- > per 15 milioni di euro alla vendita di pannelli fotovoltaici per la costruzione degli impianti sudafricani (104 milioni di euro nel 2015);
- > per 32 milioni di euro alle attività connesse alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti a favore di società controllate (63 milioni di euro nel 2015);
- > per 62 milioni di euro ai ricavi per management fee e altri servizi di coordinamento effettuati per le società controllate (45 milioni di euro nel 2015).

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

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Italia	917	863	54
Europa	13	17	(4)
Nord America	9	19	(10)
Centro e Sud America	75	47	28
Asia	1	-	1
Totale	1.015	946	69

6. Altri ricavi – Euro 39 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Certificati verdi	3	283	(280)
Altri ricavi e proventi	36	28	8
Totale	39	311	(272)

La voce “Certificati Verdi”, pari a 3 milioni di euro si riferisce a sopravvenienze attive su ricavi per Certificati Verdi 2015 (283 milioni di euro i ricavi per certificati verdi assegnati su 3.457 GWh nel 2015).

La voce “Altri ricavi e proventi” accoglie principalmente:

- > per 6 milioni di euro il riaddebito dei costi del personale distaccato (5 milioni di euro al 31 dicembre 2015) principalmente alle controllate del Centro e Sud America (2 milioni di euro nel 2016 e nel 2015), del Nord America (1 milione di euro nel 2016 ed 1 milione di euro nel 2015) e Africa (1 milione di euro nel 2016 ed 1 milione di euro nel 2015);
- > per 6 milioni di euro a rimborsi assicurativi (1 milione di euro nel 2015);
- > per 4 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 (5 milioni di euro nel 2015);
- > per 4 milioni di euro i proventi per cessione energia termica rilevati a fronte di contratti per teleriscaldamento con privati, aziende ed enti pubblici (4 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Costi

7. Acquisto di energia - Euro 31 milioni

La voce, pari a 31 milioni di euro (39 milioni di euro nel 2015), si riferisce quasi interamente a rapporti con parti correlate; in particolare accoglie:

- > per 26 milioni di euro l’energia acquistata dal GME Spa (24 milioni di euro nel 2015);
- > per 4 milioni di euro l’approvvigionamento da Terna Spa delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento (6 milioni di euro nel 2015).

Si ricorda che nel 2015 la voce accoglieva, per 7 milioni di euro, l’accantonamento per fondi rischi e oneri relativi a sbilanciamenti che sarebbero potuti essere determinati dall’annullamento dell’attuale delibera dell’AEEG 522 del 2015.

8. Servizi e altri materiali – Euro 306milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Servizi	159	162	(3)
Godimento beni di terzi	64	62	2
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	13	15	(2)
Altri materiali	70	157	(87)
Totale	306	396	(88)
<i>di cui costi per materie prime capitalizzate</i>	2	2	-

I costi per Servizi si riferiscono a società correlate per 66 milioni di euro (74 milioni di euro nel 2015) e a terzi per 93 milioni di euro (88 milioni di euro nel 2015).

I costi per servizi da società correlate si riferiscono principalmente:

- > per 25 milioni di euro ai servizi prestati dalla società Enel Italia Srl relativi principalmente al “*global service*”, ai servizi informatici, al *service* amministrativo e all’amministrazione del personale (33 milioni di euro nel 2015);
- > per 18 milioni di euro ai costi per *management fee* e altri servizi di supporto prestati dalla controllante Enel Spa (16 milioni di euro nel 2015);
- > per 8 milioni di euro ai servizi di *energy management* effettuati da Enel Produzione Spa (invariati rispetto al 2015);
- > per 4 milioni di euro alle *fee* e ai corrispettivi riconosciuti al GME Spa per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (3 milioni di euro nel 2015).

I costi per servizi da terzi si riferiscono principalmente:

- > per 27 milioni di euro ai lavori di manutenzione e riparazione degli impianti (invariati rispetto al 2015), che comprendono anche i costi di realizzazione di impianti per le società controllate;
- > per 18 milioni di euro ai corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche, consulenze strategiche, revisione contabile e altri costi (16 milioni di euro nel 2015);
- > per 12 milioni di euro ai premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (invariati rispetto al 2015);
- > per 16 milioni di euro ai costi per servizi connessi al personale (12 milioni di euro nel 2015);
- > per 7 milioni di euro a costi per servizi relativi ad operazioni di trasporto, immagazzinaggio e deposito (12 milioni di euro nel 2015).

I costi per “Godimento beni di terzi” si riferiscono principalmente ai canoni di locazione e ai canoni di derivazione acque, ai canoni demaniali e ai sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (64 milioni di euro nel 2016 e 62 milioni di euro nel 2015).

La voce “Altri materiali” si riferisce principalmente ai costi d’acquisto di pannelli fotovoltaici da 3Sun Srl, comprensivi della variazione delle rimanenze, per 47 milioni di euro (114 milioni di euro nel 2015) e per 23 milioni di euro all’acquisto di materiali non destinati a magazzino (36 milioni di euro nel 2015) costituiti principalmente da reagenti per il funzionamento di alcuni impianti di produzione e altri materiali non destinati a magazzino.

9. Costo del personale – Euro 167 milioni

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015
Salari e stipendi	117	106	11
Oneri sociali	35	32	3
Benefici successivi al rapporto di lavoro	8	1	7
Altri benefici a lungo termine	4	2	2
Altri Costi	3	47	(44)
Totale	167	188	(21)
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(27)</i>	<i>(24)</i>	<i>(3)</i>

Il costo del personale ammonta complessivamente a 167 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 21 milioni di euro, dovuto all’accantonamento di 48 milioni di euro al fondo esodo effettuato nel 2015, effetto parzialmente compensato dai maggiori costi per Salari e stipendi.

La voce “*Salari e stipendi*”, pari a 117 milioni di euro (106 milioni di euro nel 2015) si incrementa di 11 milioni di euro in linea con la maggiore consistenza finale.

La voce “*Oneri sociali*”, pari a 35 milioni di euro (32 milioni di euro nel 2015), si riferisce ai contributi corrisposti all’INPS e ad altri istituti minori per 32 milioni di euro (32 milioni di euro nel 2015) e a piani a contributi definiti a carico dell’azienda per 3 milioni di euro (2 milioni di euro nel 2015). In particolare, gli oneri sociali sono così composti:

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Oneri sociali su benefici a breve termine	32	30	2
INAIL	1	1	-
INPS	31	29	2
Oneri sociali su programmi a contributi definiti	3	2	1
Fopen	2	2	-
Fondenel	1	-	1
Totale	35	32	3

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 2016.

	Consistenza			
	2016		2015	
	Media	Finale	Media	Finale
Dirigenti	71	72	82	83
Quadri	445	473	316	335
Impiegati	1.061	1.036	936	969
Operai	688	677	691	703
Totale	2.265	2.258	2.025	2.090

10. Ammortamenti e Perdite di valore – Euro 378 milioni

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Ammortamenti attività materiali	268	276	(8)
Ammortamenti attività immateriali	12	11	1
Perdite di valore di beni materiali	11	-	11
Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni	87	-	87
Totale	378	287	91

Gli “Ammortamenti delle attività materiali” si riferiscono agli impianti di produzione per 231 milioni di euro (245 milioni di euro nel 2015), ai fabbricati per 20 milioni di euro (25 milioni di euro nel 2015) e ad altre attività materiali per 17 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2015). Il decremento degli ammortamenti delle attività materiali per complessivi 8 milioni di euro è dovuta principalmente ai minori ammortamenti di impianti fotovoltaici, oggetto di conferimento alla JV Enel F2i Solare Italia Spa (ex Ultor Spa) effettuato nel 2015, come già commentato nei Fatti di rilievo.

La voce “Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni”, pari a 87 milioni di euro (non presenti nel 2015) accoglie:

- > la svalutazione della partecipazione in Enel Green Power Romania (67 milioni di euro), riconducibile principalmente alla contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri della società legati anche al recupero dei certificati verdi negli esercizi successivi;
- > la svalutazione della partecipazione detenuta in Terrae (15 milioni di euro), effettuata per allineare il costo storico della stessa al valore desumibile dall’offerta d’acquisto ricevuta nel corso del primo semestre 2016

in merito al pacchetto azionario detenuto da Enel Green Power SpA; nel mese di settembre 2016 si è perfezionata la cessione della relativa quota di partecipazione ad ANB e Confagri Consult per un valore complessivo di 0,5 milioni di euro;

- > la svalutazione della partecipazione detenuta in EGP Solar Energy S.r.l., per 5 milioni di euro, effettuata al 30 giugno 2016, per allineare il valore di carico della partecipazione al relativo patrimonio netto contabile.

11. Altri costi operativi – Euro 52 milioni

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	10	25	(15)
Contributi e quote associative	29	30	-
Imposte e tasse	11	21	(11)
Minusvalenze	-	4	(4)
Altri costi operativi	2	4	(2)
Totale	52	84	(32)

Gli “Accantonamenti netti a fondi per rischi ed oneri”, pari a 10 milioni di euro (25 milioni di euro nel 2015), si riferiscono principalmente all'accantonamento al fondo ICI/IMU per 8 milioni di euro (21 milioni di euro nel 2015).

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

Le “Imposte e tasse” si riferiscono principalmente all'IMU per 8 milioni di euro (18 milioni di euro nel 2015), in diminuzione di 10 milioni di euro dovuta alla revisione delle rendite catastali conseguita all'entrata in vigore della legge Stabilità 2016 (Legge 28.12.2015, n.208).

12. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 29 milioni

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Personale	27	24	3
Materiali	2	2	-
Totale	29	26	3

La voce “Personale”, in incremento di 3 milione di euro rispetto al 2015, si riferisce principalmente a personale dipendente impiegato nella progettazione e realizzazione degli impianti.

13. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro (4) milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Proventi			
Proventi da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	25	9	16
Totale proventi	25	9	16
Oneri			
Oneri da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	(29)	(25)	(4)
Totale oneri	(29)	(25)	(4)
Totale Proventi/(Oneri) da contratti su commodity valutati al fair value	(4)	(16)	12

I proventi netti da gestione rischio commodity si riferiscono interamente a oneri e proventi su contratti derivati di CFH in essere con parti correlate chiusi al 31 dicembre 2016.

14. Proventi da partecipazioni – Euro 14 milioni

I “Proventi da partecipazioni”, pari a 14 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2015), si riferiscono ai dividendi ricevuti dalle società controllate italiane, principalmente Maicor Wind Srl (3 milioni di euro) e Enel Green Power Calabria Srl (2 milioni di euro) e dalla società controllata in Guatemala Generadore de Occidente (9 milioni di euro).

15. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (16) milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Proventi finanziari da derivati			
Proventi da derivati di trading	8	36	(28)
Totale proventi finanziari da derivati	8	36	(28)
Oneri finanziari da derivati			
Oneri da derivati di cash flow hedge	(10)	(11)	1
Oneri da derivati di trading	(14)	(92)	78
Totale oneri finanziari da derivati	(24)	(103)	79
Totale Proventi/(Oneri) finanziari da contratti derivati	(16)	(67)	51

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

16. Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti – Euro (16) milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Differenze positive di cambio	14	76	(62)
Interessi ed altri proventi da attività finanziarie	30	37	(7)
Totale Proventi finanziari	44	113	(69)
Differenze negative di cambio	(10)	(16)	6
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie	(50)	(116)	66
- finanziamenti a lungo termine	(39)	(91)	52
- finanziamenti a breve termine	(17)	(25)	8
- altri oneri finanziari	(15)	(13)	(2)
- oneri finanziari capitalizzati	21	13	8
Totale oneri finanziari	(60)	(132)	72
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(16)	(19)	3

Gli “oneri finanziari netti” si decrementano di 3 milioni di euro a fronte della rilevazione di minori oneri finanziari su finanziamenti, effetto parzialmente compensato da minori proventi finanziari per 69 milioni di euro, relativi principalmente a differenze positive di cambio.

Con riferimento agli “Oneri finanziari capitalizzati”, pari a 21 milioni di euro (13 milioni di euro nel 2015), si evidenzia che il tasso utilizzato per determinarne l'ammontare, tenuto conto dei finanziamenti generici e specifici, è mediamente pari a 5,18%.

17. Imposte – Euro 74 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Imposte correnti	78	100	(22)
Rettifiche relative ad esercizi precedenti	(4)	9	(13)
Imposte differite/(anticipate)	-	(6)	6
Totale	74	103	(29)

Le “Imposte correnti”, pari a 78 milioni di euro (100 milioni di euro nel 2015), comprendono principalmente la fiscalità ordinaria (98 milioni di euro nel 2015) determinata applicando le aliquote in vigore per l'anno di imposta 2016 (27,5% per l'Ires e 4,69% per l'Irap).

Le “Imposte differite/(anticipate)” tengono conto della rilevanza dei costi di personale con contratto di lavoro a tempo indeterminato anche ai fini IRAP, nonché della riduzione IRES dal 27,5% al 24% con decorrenza dall'esercizio d'imposta 2017, come previsto dalla Legge di Stabilità 2016.

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

	2016		2015	
Utile ante imposte	124		195	
Imposte teoriche	34	27,5%	54	27,5%
IRAP	13	10,5%	19	9,7%
Differenze permanenti e partite minori	27	21,8%	30	15,4%
Imposte effettive	74	63,8%	103	52,6%

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, nonché dal regime di esenzione dei dividendi su partecipazioni in possesso dei requisiti della *participation exemption* ex art. 87 TUIR.

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

19. Immobili, impianti e macchinari – Euro 4.622 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2016 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	1.275	7.969	30	90	356	9.720
Fondo ammortamento	(421)	(4.540)	(27)	(56)	-	(5.044)
Consistenza al 31 dicembre 2015	854	3.429	3	34	356	4.676
Investimenti	10	103	1	2	94	210
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	21	21
Ammortamenti	(20)	(231)	(1)	(17)	-	(269)
Perdite di valore	-	(1)	-	-	(11)	(12)
Dismissioni	(1)	(4)	-	-	-	(5)
Cessioni/Fusioni	-	1	-	-	-	1
Passaggi in esercizio	(2)	(4)	-	-	6	-
Altri movimenti	(3)	14	1	12	(24)	-
Totale variazioni	(16)	(122)	1	(3)	86	(54)
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

Nella seguente tabella vengono riportati i valori netti al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 degli immobili, impianti e macchinari e delle immobilizzazioni in corso e acconti in base alla natura:

Milioni di euro

	al 31.12.2016	di cui immobilizzazioni in corso e acconti	al 31.12.2015	di cui immobilizzazioni in corso e acconti	2016-2015
Terreni e fabbricati	840	2	855	1	(15)
Impianti di produzione:					
- idroelettrici	1.679	128	1.649	83	30
- geotermici	1.280	194	1.331	167	(51)
- eolici	618	35	644	35	(26)
- fotovoltaici	102	20	102	17	-
- altri	40	35	25	21	15
Totale impianti di produzione	3.719	412	3.751	323	(32)
Attrezzature e altri beni	46	15	48	14	(2)
Totale beni in esercizio	3.765	427	3.799	337	(34)
Migliorie su immobili di terzi	4	-	4	-	-
Acconti	13	13	18	18	(5)
TOTALE	4.622	442	4.676	356	(54)

Il decremento della voce, pari a 54 milioni di euro, è attribuibile sostanzialmente all'effetto combinato degli investimenti (210 milioni di euro) e degli ammortamenti (269 milioni di euro).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2016 e del 2015, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati (21 milioni di euro). Tali investimenti, complessivamente pari a 229 milioni di euro nel 2016, sono in decremento rispetto al 2015 di 22 milioni di euro.

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015
Impianti di produzione:			
- geotermici	98	112	(14)
- idroelettrici	85	81	4
- eolici	17	10	7
- biomasse	12	22	(10)
- solari	5	11	(6)
Altri investimenti operativi	12	15	(3)
Totale	229	251	(22)

20. Attività immateriali – Euro 49 milioni

Milioni di euro	Software tutelati	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	54	11	65
Fondo ammortamento	(34)	-	(34)
Consistenza al 31 dicembre 2015*	20	11	31
Investimenti	27	2	29
Ammortamenti	(12)	-	(12)
Totale variazioni	15	2	14
Costo storico	81	13	94
Fondo ammortamento	(46)	-	(46)
Consistenza al 31 dicembre 2016*	35	13	48

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

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.

21. Avviamento – Euro 7 milioni

La voce accoglie principalmente l'avviamento di 7 milioni di euro rilevato a fronte delle fusioni per incorporazione delle società Enel Green Power CAI Agroenergy Srl rilevato nel 2016 per 0,2 milioni di euro, Enel Green Power Canaro Srl per 0,4 milioni di euro effettuata nel 2014 ed Enel Green Power Portoscuso Srl per 6 milioni di euro effettuata nel 2013.

Si evidenzia, inoltre, che nel 2014 si è proceduto alla fusione per incorporazione di Enel Green Power Cutro Srl, detenuta al 100% da Enel Green Power; tale operazione ha comportato la rilevazione di un avanzo da fusione di 2 milioni di euro, rilevato tra le riserve di patrimonio netto, per la società Enel Green Power Cutro Srl, in quanto derivante da fusione tra entità sotto comune controllo.

22. Attività/(Passività) per imposte anticipate/(differite) – Euro 159 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 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 su immobilizzazioni e attività finanziarie	7			7
Strumenti finanziari derivati	-		1	1
Totale Passività per imposte differite	7	-	1	8

Milioni di euro		Incrementi/ (Decrementi) con imputazione a conto economico	Incrementi/ (Decrementi) con imputazione equity	
	al 1 gennaio 2015			al 31 dicembre 2015
Attività per imposte anticipate:				
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	18	15		33
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	97	(10)		87
TFR e altri benefici ai dipendenti	9	-	(1)	8
Strumenti finanziari derivati	13	-	(1)	12
Totale Attività per imposte anticipate	137	5	(2)	140
Passività per imposte differite				
Differenze relative ad attività materiali e immateriali	6	1		7
Strumenti finanziari derivati	3		(3)	-
Totale Passività per imposte differite	9	1	(3)	7

Le “Attività per imposte anticipate” e “Passività per imposte differite” sono determinate sulla base delle aliquote fiscali vigenti alla data di presunto rientro ed ammontano rispettivamente a 159 milioni di euro (140 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e a 8 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Si evidenzia che, la Legge 28 dicembre 2015, n. 208, art. 1, comma n. 61 (Legge di Stabilità 2016) ha stabilito la riduzione dell’aliquota IRES al 24% a decorrere dal 1° gennaio 2017. Per le differenze temporanee che saranno recuperate a partire dal 2017, già nel bilancio 2015, la fiscalità differita è stata ricalcolata applicando la nuova aliquota IRES del 24%.

23. Partecipazioni – Euro 4.974 milioni

Milioni di euro													
	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2015	Quota di possesso %	Acquisizioni/Costituzioni	Fusione EGPI bv	Ricapitalizzazione/Ripatrimonializzazione	Altre riclassifiche	Rettifiche di valore	Costo Originario	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2016	Quota di possesso %
	Al 31 dicembre 2015				Movimenti del 2016				al 31 Dicembre 2016				
Partecipazioni in società controllate													
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	-	-	-			1.323	243			1.566	-	1.566	99,99%
Enel Green Power North America Inc.	-	-	-			654				654	-	654	100%
Enel Green Power Romania Srl	-	-	-			599			(67)	599	(67)	532	100%
3Sun Srl	554	(89)	465	33,30%		-				554	(89)	465	100%
Enel Green Power Panama SA	-	-	-			244				244	-	244	100%
Enel Green Power México S de RL de Cv	-	-	-			232				232	-	232	99,99%
Marte Srl***	80	-	80	98,02%	17	-	88			185	-	185	100%
Renovables de Guatemala SA	103	(4)	99	57%		80				183	(4)	179	57,00%
Enel Green Power NA, Developm.	-	-	-			95				95	-	95	100%
Enel Green Power Development Srl	-	-	-			81	13			94	-	94	100%
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	-			93				93	-	93	100%
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-			82			-	82	-	82	100%
Enel Green Power Solar Energy Srl	78	(6)	72	100%		-			(5)	78	(11)	67	100%
Hydromac Energy Srl	-	-	-			58				58	-	58	100%
Parque EolicoTalinay Oriente SA*	46	-	46	34,56%		-			(2)	44	-	44	34,56%
Maicor Wind Srl	40	-	40	60,00%	3	-				43	-	43	100%
Enel Green Power Calabria Srl	42	-	42	100%		-				42	-	42	100%
PH Chucas SA**	45	(4)	41	22,17%		-				45	(4)	41	22,17%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	17	-	17	100%		-	19			36	-	36	100%
Enel Green Power Perù SA	-	-	-			26				26	-	26	99,99%
Erdwärme Oberland GmbH	-	-	-			22				22	-	22	78,57%
Transmisora de Energía Renovable SA	-	-	-			22				22	-	22	99,99%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	-	-	-			18				18	-	18	100%
Enel Green Power Bulgaria EAD	-	-	-			18				18	-	18	100%
Energia Eolica Srl	13	-	13	100%		-				13	-	13	100%
Enel Green Power International BV	4.490	-	4.490	100%		(4.543)	53			-	-	-	98,04%
Partecipazioni in altre imprese controllate	27	(10)	17		16	24	-	(3)	-	64	(10)	54	
Partecipazioni in altre società collegate	15	-	15			23			(15)	38	(15)	23	
Partecipazioni in società a controllo congiunto													
Powercrop Srl	24	-	24	50,00%						24	-	24	50,00%
Totale partecipazioni***	5.574	(113)	5.461		36	(849)	416	(5)	(87)	5.172	(200)	4.972	

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

Le "Acquisizioni" si riferiscono:

- per 17 milioni di euro all'ulteriore 1,98% delle quote di Marte detenute da Enel Green Power Solar Energy , corrispondente al valore di libro;
- per 9 milioni di euro alla costituzione per il 90% del veicolo indonesiano denominato Enel Green Power Optima Way Ratai;
- per 7 milioni di euro al 100% della società Bioenergy Casei Gerola dalla società Finbieticola Casei Gerola;

- per 3 milioni di euro all'ulteriore 40% delle quote di Maicor Wind detenute da PLT Energia;

La voce "Conferimenti/fusione EGP CAI" si riferisce per 2 milioni di euro al conferimento, avvenuta a dicembre, delle quote detenute nella società Taranto Solar alla società Marte (e contestualmente cedute da Marte alla joint venture Enel F2i Solare Italia), nell'ambito dell'operazione di ripatrimonializzazione della società Enel F2i Solare Italia; si riferisce, inoltre, per 1 milione di euro agli effetti della fusione della società interamente detenuta EGP CAI Agroenergy avvenuta nel mese di dicembre.

La voce "Scissione non proporzionale/Fusione Enel Green Power International BV" riflette gli effetti delle seguenti citate operazioni:

- scissione non proporzionale di Enel Green Power in Enel Spa che ha comportato il conferimento della partecipazione detenuta in Enel Green Power International Bv (4.490 milioni di euro);
- fusione transfrontaliera in Enel Green Power della società olandese che ha comportato l'iscrizione del valore delle partecipazioni detenute direttamente dalla società fusa per (complessivamente pari a 3.694 milioni di euro). Si rimanda al paragrafo "Operazioni straordinarie del 2016" per maggiori dettagli.

La voce "Aumenti di Patrimonio netto" si riferisce principalmente a:

- apporti di patrimonio effettuati a beneficio della società estera Enel Green Power Brazil Participacoes (243 milioni di euro) e delle società italiane Enel Green Power Power Partecipazioni Speciali (19 milioni di euro) ed Enel Green Power Development (13 milioni di euro) al fine di dotare le società della disponibilità finanziaria necessaria per procedere alla ripatrimonializzazione di alcune controllate estere impegnate in attività di investimento;
- ripatrimonializzazione della controllata italiana Marte per complessivi 88 milioni di euro effettuata in parte tramite conferimento in denaro (86 milioni di euro) e in parte mediante il conferimento del 100% delle quote detenute nella partecipazione Taranto Solar, nell'ambito dell'operazione di ripatrimonializzazione della joint venture Enel F2i Solare Italia.

La voce "Rettifiche di valore" complessivamente pari a 87 milioni di euro si riferisce alle seguenti svalutazioni:

- per 67 milioni di euro alla svalutazione della partecipazione in Enel Green Power Romania riconducibile principalmente alla contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri della società legati anche al recupero dei certificati verdi negli esercizi successivi ;
- per 15 milioni di euro alla svalutazione della partecipazione detenuta in Terrae effettuata per allineare il costo storico della stessa al valore desumibile dall'offerta d'acquisto ricevuta nel corso del primo semestre 2016 in merito al pacchetto azionario detenuto da Enel Green Power SpA; nel mese di settembre 2016 si è perfezionata la cessione della relativa quota di partecipazione ad ANB e Confagri Consult per un valore complessivo di 0,5 milioni di euro e contestualmente Enel Green Power ha acquistato il 100% delle quote di Bioenergi casei Gerola, come precedentemente commentato;
- per 5 milioni di euro la svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Green Power Solar Energy, effettuata al 30 giugno 2016, per allineare il valore di carico della partecipazione al relativo patrimonio netto contabile.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2016 con evidenza delle principali informazioni:

Milioni di euro	Sede legale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile/(Perdita) 2016	Quota di possesso %	Valore a bilancio
Partecipazioni in società controllate						
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasile	1.548	1.596	(7)	99,99%	1.566
Enel Green Power North America Inc.	USA	825	712	(209)	100%	654
Enel Green Power Romania Srl	Romania	646	645	44	100%	532
3Sun Srl	Italia	35	484	(26)	100%	465
Enel Green Power Panama SA	Panama	77	125	32	100%	244
Enel Green Power México S de RL de Cv	Messico	156	175	22	99,99%	232
Marte Srl	Italia	6	186	-	100%	185
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	-	(2)	-	57,00%	179
Enel Green Power NA, Developm.	USA	123	93	(16)	100%	95
Enel Green Power Development Srl	Italia	-	91	-	100%	94
Enel Green Power Costa Rica SA	Costa Rica	26	124	8	100%	93
Enel Green Power Hellas SA	Hellas	8	84	3	100%	82
Enel Green Power Solar Energy Srl	Italia	0	67	-	100%	67
Hydromac Energy Srl	Italia	-	-	-	100%	58
Parque Eolico Talinay Oriente SA	* Cile	154	170	3	34,56%	44
Maicor Wind Srl	Italia	21	23	1	100%	43
Enel Green Power Calabria Srl	Italia	-	45	2	100%	42
PH Chucas SA	** Costa Rica	-	155	(3)	22,17%	40
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Italia	-	24	(1)	100%	36
Enel Green Power Perú SA	Perù	-	-	-	99,99%	26
Erdwärme Oberland GmbH	Germania	-	27	(1)	78,57%	22
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	28	32	1	99,99%	22
Enel Green Power Bulgaria EAD	Bulgaria	18	28	4	100%	18
Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımları Anonim Şirketi	Turchia	17	12	(1)	100%	18
Energia Eolica Srl	Italia	5	9	1	100%	13
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Italia	10	5	(1)	70%	9
Enel Green Power Optima Way Retail	Indonesia	-	9	-	90%	9
Partecipazioni in altre imprese controllate****						37
Partecipazioni in altre imprese collegate						23
Partecipazioni in società a controllo congiunto						
Powercrop Srl	Italia	4	19	(4)	50%	24
Totale partecipazioni						4.972

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

**** La voce "Partecipazioni in altre imprese controllate" accoglie le partecipazioni con valore inferiore a 7 milioni di euro.

Le partecipazioni che presentano un valore di carico superiore al Patrimonio netto delle partecipate non sono state svalutate tenuto conto della prospettiva di redditività delle Società e anche alla luce della circostanza che diversi progetti, detenuti attraverso le partecipazioni in Enel Green Power Partecipazioni Speciali, Enel Green Power Mexico e Enel Green Power Panama, sono attualmente in fase di sviluppo.

24. Derivati – Euro (66) milioni (non correnti) ed euro (54) milioni (correnti)

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati attivi	5	2	3	6
Derivati passivi	(71)	(43)	(57)	(26)
Totale	(66)	(41)	(54)	(20)

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”.

25. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 203 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Prestiti a dipendenti a lungo termine	4	3	1
Altri Crediti Finanziari a lungo termine	199	152	47
Totale	203	155	48

Gli “Altri crediti finanziari a lungo termine” accolgono il finanziamento erogato alle società detenute dalla joint venture Enel F2i Solare Italia per complessivi 188 milioni di euro, di cui 131 milioni di euro alla società Altomonte FV (140 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e 56 milioni di euro alla società Holding Energia Solare (non presente al 31 dicembre 2015); si riferiscono, inoltre, per 11 milioni di euro al finanziamento erogato alla controllata Enel Green Power Finale Emilia (invariato rispetto al 31 dicembre 2015).

I “Prestiti a dipendenti” 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.

26. Altre attività non correnti – Euro 18 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Acconti su partecipazioni	13	2	11
Depositi in contanti presso terzi	1	1	-
Altri crediti diversi	4	7	(3)
Totale	18	10	8

Gli “Acconti su partecipazioni” 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 nelle società PH Chucas (5 milioni di euro) e Parque Eolico Talinay Oriente (5 milioni di euro).

Gli “Altri crediti diversi” si riferiscono principalmente 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

27. Rimanenze – Euro 36 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Materiali ed apparecchi	35	31	4
Rimanenze Certificati verdi	-	2	(2)
Altre Rimanenze	1	-	1
Totale	36	33	3

Le Rimanenze di materiali e apparecchi, pari a 35 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2015), accolgono per 19 milioni di euro le rimanenze per materiali e apparecchi geotermici ed eolici (18 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e per 16 milioni di euro i pannelli fotovoltaici acquistati da 3 Sun (13 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Si ricorda che al 31 dicembre 2015 la voce accoglieva anche le rimanenze di Certificati Verdi maturati e accreditati sul conto titoli della Società e non ancora venduti per 2 milioni di euro al 31 dicembre 2015; dal 1° gennaio 2016, come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, i Certificati Verdi non sono più titoli scambiati sul mercato ma sono assimilati ad un'integrazione dei ricavi relativi alla vendita di energia e, pertanto, non sono più rilevati nella voce "Rimanenze di magazzino".

28. Crediti commerciali – Euro 476 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Vendita di energia elettrica	101	123	(22)
Altri crediti	375	290	85
Totale	476	413	63

I crediti per "Vendita di energia elettrica", pari a 101 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si riferiscono principalmente:

- > alla vendita di energia al GME, effettuata tramite Enel Produzione Spa, per 84 milioni di euro (91 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > alla vendita di energia al GSE per 12 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Gli "Altri crediti", pari a 375 milioni di euro (290 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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 e per la management fee.

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Clienti:			
Italia	258	230	28
UE	36	66	(30)
Extra UE	182	117	65
Totale	476	413	63

29. Crediti per imposte sul reddito - Euro 24 milioni

I "Crediti per imposte sul reddito" si riferiscono principalmente per 10 milioni di euro ai crediti per IRES nei confronti della controllante Enel Spa nell'ambito del consolidato fiscale (75 milioni al 31 dicembre 2015), per 8 milioni di euro a ritenute subite su contributi e interessi, per 6 milioni di euro ad acconti IRAP (3 milioni al 31 dicembre 2015) e per 1 milione di euro a crediti relativi all'addizionale IRES (Robin Tax) (2 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

30. Altre attività finanziarie correnti – Euro 48 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento:	45	13	
Crediti finanziari a breve termine verso controllate	26	13	13
Crediti finanziari a breve termine verso Enel Spa	-	-	-
Crediti finanziari a breve termine verso collegate	19	-	19
Altre attività finanziarie correnti non incluse nell'indebitamento:	3	3	
Altre attività finanziarie correnti verso controllate	2	1	1
Ratei Attivi	1	2	(1)
Totale	48	16	32

La voce accoglie per 45 milioni di euro i crediti finanziari a breve termine remunerati a tasso di mercato e concessi alla società a controllo congiunto Powercrop per 26 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e alla società collegata Holding Energia Solare per 19 milioni di euro (non presente al 31 dicembre 2015), controllata dalla joint venture Enel F2i Solare Italia; tali attività finanziarie sono incluse nell'indebitamento finanziario commentato nel paragrafo 43 a cui si rimanda.

31. Altre attività correnti – Euro 178 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Certificati verdi	2	68	(66)
Quote di costi differiti	14	24	(10)
Crediti per contributi in conto impianti	2	3	(1)
Anticipi a fornitori	3	5	(2)
Altri crediti	157	58	99
Totale	178	158	20

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

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

Gli "Altri crediti" si riferiscono principalmente ai crediti verso il GSE per la vendita incentivata di energia per 80 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2015, esposti nella voce "Certificati verdi" nella quale si esponeva il fair value dei titoli maturati e non ancora accreditati sul conto di proprietà). La voce accoglie, inoltre:

- > i crediti derivanti dalla regolazione dell'Iva di Gruppo per 4 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > altri crediti verso società controllate per 26 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

32. Disponibilità liquide – Euro 11 milioni

Le disponibilità liquide accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa e non sono gravate da vincoli (10 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Passivo

33. Patrimonio netto – Euro 6.610 milioni

Il patrimonio netto è così composto:

Capitale sociale – Euro 272 milioni

Il “Capitale sociale” è rappresentato da 1.360.000.000 di azioni ordinarie, con un valore nominale di 0,20 euro, risulta interamente versato al 31 dicembre 2016 ed è interamente detenuto da Enel Spa. Come già anticipato nei Fatti di rilievo, il capitale sociale si è decrementato di 728 milioni di euro a seguito della scissione parziale non proporzionale in Enel.

Riserve – Euro 5.150 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. Come già anticipato nei Fatti di rilievo, la Riserva Legale si è decrementata di 146 milioni di euro a seguito della scissione parziale non proporzionale in Enel.

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 (91) milioni

Milioni di euro	al 31.12.2015	Utili (perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Effetto fiscale a Patrimonio netto	al 31.12.2016
Utili (perdite) da variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	(38)	(74)	4	17	(91)
Utili (perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(38)	(74)	4	17	(91)

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

La movimentazione delle “Altre riserve diverse” si riferisce sostanzialmente all’effetto della scissione non proporzionale, che ha comportato la riduzione di 2.791 milioni di euro, della fusione di Enel Green Power International BV che ha comportato la rilevazione di 3.517 milioni di euro, come già anticipato nel capitolo Operazioni Straordinarie del 2016.

Utili e perdite accumulati – Euro 1.137 milioni

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

Utile dell’esercizio – Euro 50 milioni

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

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	272		
Riserve di capitale			
Altre	5.195	A,B,C	5.195
Riserve di utili			
Riserva legale	54	B	
Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	(91)		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(9)		
Utili e perdite accumulati	1.137	A,B,C	1.137
Totale	6.558		6.332
- di cui quota distribuibile			6.332

A: per aumento di capitale

B: per copertura perdite

C: per distribuzione ai Soci

33.1 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 2016.

A tal fine, la società monitora costantemente l’evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Posizione finanziaria non corrente	1.243	1.880	(637)
Posizione finanziaria corrente netta	1.964	1.802	162
Crediti finanziari non correnti a lungo termine	(204)	(154)	(50)
Indebitamento finanziario netto	3.003	3.528	(525)
Patrimonio Netto	6.610	6.818	(208)
Indice debt/equity	0,45	0,52	

Passività non correnti

34. Finanziamenti – Euro 1.243 milioni (a lungo termine) ed euro 2.018 milioni (a breve termine)

Milioni di euro	Non Correnti		Correnti	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	1.243	1.880	131	76
Finanziamenti a breve termine			1.887	1.749
Totale	1.243	1.880	2.018	1.825

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

35. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 36 milioni

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

Questi benefici includono le prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa.

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

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

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

I principali altri benefici a lungo termine sono:

“Premio fedeltà”, accoglie la stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio);

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

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

Milioni di euro	2016					2015				
	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	22	-	4	6	32	25	5	3	6	39
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 demografiche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-
Rettifiche basate sull'esperienza passata	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	(2)	(5)	-	-	(7)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(2)	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	(2)
Altre Variazioni	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-
Passività attuariale al 31 dicembre (Passività in bilancio)	25	-	4	7	36	22	-	4	6	32

Nelle seguenti tabelle è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	2016	2015
PERDITE (UTILI) RILEVATE A CONTO ECONOMICO		
Costo previdenziale	1	(6)
Interessi passivi netti	1	1
Totale	2	(5)

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

	2016	2015
Tasso di attualizzazione	0,30 % - 1,40 %	0,50% - 2,15%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,4 % - 3,4 %	1,60% - 3,60%
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	2,4%	2,6%

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.

	2016				2015			
	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza Sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza Sanitaria	Altri benefici
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	26	-	4	3	24	-	4	3
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	24	-	4	3	22	-	3	3
Incremento 0,5% tasso di inflazione	22	-	5	4	21	-	4	3
Incremento 0,5% delle retribuzioni	22	-	-	4	21	-	-	3
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	5	-	-	-	5	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	-	-	4	-	-	-	3	-

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 2016	al 31 dicembre 2015
Entro 1 anno	1	2
tra 1 – 2 anni	1	2
tra 2 – 5 anni	6	6
Oltre 5 anni	11	7

36. Fondi rischi e oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 136 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 2016 e al 31 dicembre 2015, distinguendo la quota corrente e la quota non corrente, è rappresentato nella seguente tabella:

Milioni di euro	al 31 dicembre 2016		al 31 dicembre 2015	
	Non-corrente	Corrente	Non-corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- contenzioso legale	12	-	11	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	70	8	64	8
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	1	-	-	2
Totale	83	8	75	10
Fondo oneri per incentivi all'esodo	37	8	46	14
TOTALE	120	16	121	24

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

Milioni di euro	al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci	Altri movimenti	al 31.12.2016	Di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- contenzioso legale	11	1	-	-	-	12	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	72	25	(16)	(3)	-	78	8
- relativo a benefici successivi al rapporto di lavoro	2	-	(1)	-	-	1	-
Totale	85	26	(17)	(3)	-	91	8
Fondo oneri per incentivi all'esodo	60	-	(9)	-	(6)	45	8
Totale Fondi rischi e oneri *	145	26	(26)	(3)	(6)	136	16

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

Fondo contenzioso legale – Euro 12 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 78 milioni

Si riferiscono principalmente ai seguenti fondi:

Fondo oneri ambientali e Fondo Smantellamento e ripristino - Euro 18 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 22 milioni

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

Altri fondi - Euro 38 milioni

Gli “Altri fondi” sono costituiti principalmente da stime di futuri oneri da sostenere in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, correlati agli impianti di produzione.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 45 milioni

Il “Fondo oneri per incentivi all'esodo” accoglie il Fondo esodo incentivato (ex. Art.4 L.92/2012, cosiddetta Legge Fornero) e si decrementa di 16 milioni di euro per effetto degli utilizzi (9 milioni di euro) e degli altri movimenti (7 milioni di euro).

37. Altre passività non correnti - Euro 49 milioni

La voce si riferisce per 33 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 (42 milioni di euro al 31 dicembre 2015); 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 5 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

38. Debiti commerciali – Euro 237 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti commerciali			
- per fatture da ricevere	144	167	(23)
- per fatture ricevute	93	89	4
Totale	237	256	(19)

I “Debiti commerciali” si riferiscono per 112 milioni di euro a debiti verso terzi (124 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e per 125 milioni di euro a debiti verso parti correlate (132 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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 40 milioni di euro ai contratti di *service* con Enel Italia Srl quali, principalmente, i contratti di *global service*, di amministrazione, di amministrazione del personale e altre prestazioni (34 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > per 28 milioni di euro ai servizi di *energy management* e ad altre prestazioni effettuate da Enel Produzione Spa (35 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > per 12 milioni di euro alla management fee, service fee e altri servizi prestati dalla controllante Enel Spa (17 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > per 12 milioni di euro alle cessioni di credito effettuate da fornitori di Enel Green Power Spa a favore di Enel Factor Spa (19 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > per 8 milioni di euro all'acquisto di energia da Enel Energia (2 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Fornitori			
Italia	231	245	(14)
UE	5	10	(5)
Extra UE	1	1	-
Totale	237	256	(19)

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 4 milioni

La voce accoglie principalmente i debiti per imposte sul reddito della società fusa Enel Green Power International Bv verso le autorità olandesi e rilevati per effetto della fusione della società olandese in Enel Green Power Spa (non presente al 31 dicembre 2015).

40. Altre passività finanziarie correnti – Euro 24 milioni

Milioni di euro			
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Ratei passivi finanziari correnti	8	15	(7)
Altri debiti finanziari	16	14	2
Totale	24	29	(5)

I "Ratei passivi su finanziamenti correnti" sono relativi principalmente al conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA, al conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllata 3Sun e al finanziamento BEI. Si ricorda che al 31 dicembre la voce accoglieva anche i ratei relativi ai finanziamenti ricevuti da Enel Green Power International BV, come già commentato nel paragrafo "Operazioni straordinarie del 2016".

Gli "Altri debiti finanziari" si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 16 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

41. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 3.003 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 2016	al 31 dicembre 2015	2016-2015
Finanziamenti a lungo termine	1.243	1.880	(637)
Finanziamenti a breve termine	1.888	1.749	138
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	131	77	55
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	(204)	(155)	(48)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	(44)	(13)	(32)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(11)	(10)	(1)
Totale	3.003	3.528	(525)

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel Green Power.

Milioni di euro	al 31 dicembre 2016	al 31 dicembre 2015
Liquidità	11	10
Crediti finanziari correnti	44	13
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(131)	(76)
Altri debiti finanziari correnti	(1.888)	(1.749)
Debiti finanziari correnti	(2.019)	(1.825)
Posizione finanziaria corrente netta	(1.964)	(1.802)
Debiti bancari non correnti	(1.243)	(680)
Altri debiti non correnti	-	(1.200)
Debiti finanziari non correnti	(1.243)	(1.880)
Posizione finanziaria non corrente	(1.243)	(1.880)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	(3.207)	(3.682)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	204	154
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(3.003)	(3.528)

L' "Indebitamento finanziario netto", pari a 3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (3.528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 525 milioni di euro per effetto principalmente:

- dell'incremento dei crediti finanziari correnti di 49 milioni di euro a fronte dei finanziamenti concessi nel 2016 alle società Powercrop Srl (13 milioni di euro) e Holding Energia Solare (19 milioni di euro);
- dell'incremento dei debiti finanziari correnti relativi a finanziamenti bancari (55 milioni di euro), dei maggiori debiti verso Enel Spa per il contratto di tesoreria accentrata (195 milioni di euro), dei maggiori debiti verso controllate per effetto del contratto di tesoreria accentrata (30 milioni di euro) e dei debiti verso MedioCredito nell'ambito dell'operazione di cessione dei crediti per Certificati Verdi (70 milioni di euro)
- dalla riduzione dei debiti, inclusa la quota a breve termine, verso Enel Finance International (precedentemente rilevati nei confronti di Enel Green Power International Bv).

42. Altre passività correnti – Euro 318 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti per contributi di urbanizzazione	26	26	-
Debiti verso dipendenti	17	16	1
Debiti verso enti previdenziali	12	11	1
Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni	5	4	1
Altre passività correnti	258	33	225
Totale	318	90	228

Le "Altre passività correnti" sono costituite principalmente dal debito verso Enel Finance International rilevata a seguito della operazione di fusione di Enel Green Power International Bv; tale debito è stato pagato nel mese di febbraio 2017.

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, sovra canoni 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 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti e crediti	203	155	535	439
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico				
Derivati attivi al FVTPL	2	2	-	6
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	2	2	-	6
Derivati attivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	3	-	3	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura	-	-	3	-
Totale	208	157	538	445

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 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			11	10
Crediti commerciali			476	413
Altre attività finanziarie correnti			48	16
Altre attività finanziarie non correnti	203	155		
Totale	203	155	535	439

I crediti commerciali da clienti al 31 dicembre 2016 ammontano a 476 milioni di euro (413 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016- 2015									
Derivati designati come strumenti di copertura:												
Cash flow hedge												
sul rischio di tasso d'interesse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity			-	3	-	3		273	(273)	3	-	3
Totale	-	-	-	3	-	3	-	273	(273)	3	-	3
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	20	22	(2)	2	2	-						
sul rischio di tasso di cambio	3	-	3	-	-	-	73	-	73	-	6	(6)
Totale	23	22	1	2	2	-	73	-	73	-	6	(6)
Totale derivati attivi	23	22	1	5	2	3	73	273	(200)	3	6	(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 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	1.243	1.880	2.168	2.081
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico				
Derivati passivi al FVTPL	2	2	1	1
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	2	2	1	1
Derivati passivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	69	41	55	25
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura	69	41	55	25
Totale	1.314	1.923	2.223	2.107

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 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	1.243	1.880	-	-
Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	-	-	131	76
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.887	1.749
Debiti commerciali	-	-	150	256
Totale	1.243	1.880	2.168	2.081

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 1.374 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 2016, 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 nominal e	Valore contabil e	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota corrente	Fair value	Valore nominal e	Valore contabil e	Quota corrent e	Quota con scadenz a oltre i 12 mesi	Fair value	2016- 2015
Finanziamenti i bancari:											
- tasso fisso	285	285	269	16	338	303	303	16	287	360	(18)
- tasso variabile	1.089	1.089	974	115	1.13 6	453	453	60	393	524	636
Totale	1.374	1.374	1.243	131	1.47 4	756	756	76	680	884	618
Finanziamenti i non bancari:											
- tasso fisso	-	-	-	-	-	1.200	1.200	-	1.200	1.61 2	(1.200)
Totale	-	-	-	-	-	1.200	1.200	-	1.200	1.61 2	(1.200)
Totale finanziamenti a tasso fisso	285	285	269	16	338	1.503	1.503	16	1.487	1.97 2	(1.218)
Totale finanziamenti a tasso variabile	1.089	1.089	974	115	1.13 6	453	453	60	393	524	636
TOTALE	1.374	1.374	1.243	131	1.47 4	1.956	1.956	76	1.880	2.49 6	(582)

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	Tasso
				di interesse in vigore	d'interesse effettivo in vigore
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	
Euro	1.374	1.374	1.956	2,04%	2,07%
Totale valute non euro	-	-	-		
TOTALE	1.374	1.374	1.956		

L'indebitamento finanziario a lungo termine compresa la quota a breve evidenzia un decremento di 582 milioni di euro rispetto al 2015.

La variazione è attribuibile essenzialmente alla cancellazione della linea da 1.200 milioni di euro di Enel Green Power International BV con contestuale acquisizione del debito di quest'ultima società per 655 milioni di euro oltre ai rimborsi delle quote dei finanziamenti contratti con la BEI per 42 milioni di euro e di Banca Intesa San Paolo per 41 milioni di euro.

Finanziamenti a breve termine - 1.888 milioni di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2016, distinti per natura.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Finanziamenti a breve termine	1.298	1.383	(85)
verso società controllate e collegate	220	1.383	(1.163)
verso società del gruppo Enel	1.000	-	1.000
verso Terzi	78	-	78
Conto Corrente Intersocietario	590	366	224
verso Società di Sviluppo Italiane	111	82	29
verso Enel Spa	479	284	195
Totale	1.888	1.749	139

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 139 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 497 milioni di euro al 31 dicembre 2016 a debito per 284 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016- 2015									
Derivati designati come strumenti di copertura:												
Cash flow hedge												
sul rischio di tasso d'interesse	701	423	278	58	35	23	9	-	9	-	1	(1)
sul rischio di prezzo su commodity	122	65	57	11	5	6	441	-	441	55	10	45
su opzione di acquisto		13	(8)		2	(2)		-	15		-	(1)
Totale	823	501	327	69	42	27	465	-	465	55	11	43
Derivati al FVTPL:												
sul rischio di tasso d'interesse	20	22	(2)	2	2	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	5	535	(530)	1	1	-
Totale	20	22	(2)	2	2	-	5	535	(530)	1	1	-
Totale derivati passivi	848	523	325	71	44	27	470	535	(65)	56	12	43

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 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, nello svolgimento della propria attività, è esposto ad una varietà di rischi finanziari: rischio di mercato, rischio di credito e rischio di liquidità.

I senior manager della Società 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.

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, 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 del Gruppo Enel, 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 S.p.A 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 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 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 2016 e 31 dicembre 2015 suddiviso per tipologia di contratto:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Interest rate swap da variabile a fisso	730	472
Interest rate swap da fisso a variabile	20	22
Totale	750	494

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 2016 si evidenzia che lo stesso risulta essere stipulato a tasso variabile per il 79% (30% al 31 dicembre 2015, tale incremento è dovuto alla ristrutturazione del debito intercompany, a seguito di un riassetto societario avvenuto nel corso del 2016) e coperto dal rischio tasso al 68%, 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, quindi, non produce effetti a Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari grazie alle coperture eseguite.

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

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

Enel Green Power 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 31.12.2016			al 31.12.2015	
	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	-	7	-	8
	-25bp	-	(7)	-	(8)

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 S.p.A 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 S.p.A 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 strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati 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 2016 e del 31 dicembre 2015 il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Currency forward	23	81
Totale	23	81

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 non detiene passività finanziarie in divisa diversa dall'euro.

L'esistenza dell'esposizione al rischio tasso di cambio è totalmente connessa alle attività e passività commerciali, pertanto, al fine di mitigare gli effetti a conto economico dei relativi flussi di cassa, la Società ha stipulato dei contratti derivati *currency forward* con Enel Spa.

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

Analisi di sensitività del rischio di cambio

Enel Green Power 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 31.12.2016			al 31.12.2015	
	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%	2	-	6	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	(10%)	(3)	-	(7)	-

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 IAS 39 o se lo stesso, pur non configurandosi come un contratto derivato, contenga eventuali derivati impliciti che debbano essere valutati ai sensi dello IAS 39.

Al momento non sono emersi derivati impliciti da scorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, suddiviso per tipologia di strumento:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
CFD	563	250
Totale	563	250

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella rappresenta il *fair value* che i contratti assumerebbero nel caso di variazione delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti, mantenendo tutte le altre variabili costanti.

L'impatto sul patrimonio netto è dovuto all'effetto sul *fair value* dei derivati nel caso di incremento/decremento del 10% delle quotazioni dei prezzi power delle variabili sottostanti.

L'esposizione della Società a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	al 31.12.2016			al 31.12.2015	
	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%		(118)		(34)
	(10%)		(4)		4

44.3 Rischio di credito

Con riferimento al "Rischio di credito" si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015 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 87% del totale crediti (79% al 31 dicembre 2015).

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

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

Milioni di euro	al 31.12.2016
Crediti commerciali svalutati	-
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	5
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati	7
- da meno di 3 mesi	3
- da 3 a 6 mesi	2
- da 6 a 12 mesi	1
- da più di 24 mesi	1
Totale	12

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 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 31.12.2016:

Milioni di euro

	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno
Linee di credito committed	803	-	1.051	-
Totale	803	-	1.051	-

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	16	53	200
- tasso variabile	22	93	113	307	554
Totale	22	109	129	360	754
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso					
- tasso variabile		1.906			
Totale	-	1.906	-	-	-
TOTALE	22	2.015	129	360	754

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 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	-	-	-	-	709	451	(58)	(35)
sul rischio di prezzo su commodity					563	250	(61)	(15)
Totale	-	-	-	-	1.272	701	(119)	(50)

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 2016 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 2016 il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge ammonta a 1.272 milioni di euro a cui corrisponde un fair value negativo di 119 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 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	Fair value		Valore nozionale	
			al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
	Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	(58)	(35)	709	451
	Totale		(58)	(35)	709	451

L'ammontare del nozionale dei derivati in cash flow hedge è pari a 709 milioni di euro. La variazione di nozionale rispetto al 31 dicembre 2015 è imputabile principalmente all'integrazione dei derivati di Enel green power International BV per 321 milioni di euro, alla scadenza di interest rate swap per un ammontare di 27 milioni di euro e alla naturale riduzione della quota di ammortamento dei derivati in essere. Al 31 dicembre 2016, il fair value negativo di 58 milioni di euro ha subito un peggioramento di 23 milioni di euro imputabile essenzialmente all'iscrizione dei derivati della società

fusa, Enel Green Power International BV, per un ammontare di 19 milioni di euro e alla riduzione generalizzata della curva dei tassi d'interesse.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati								
Cash flow hedge								
Interest rate swap	-	-	-	-	709	451	(58)	(35)
Totale derivati su tasso d'interesse	-	-	-	-	709	451	(58)	(35)

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 al 31.12.2016	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
CFH su tasso d'interesse	(58)	(14)	(12)	(10)	(8)	(6)	(11)
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(58)	(14)	(12)	(10)	(8)	(6)	(11)

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	2016	2015
Saldo di apertura al 1 gennaio	(35)	(45)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a conto economico	(23)	10
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(58)	(35)

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 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
CFD	-	-	-	-	563	250	(61)	(15)
Totale derivati su energia	-	-	-	-	563	250	(61)	(15)
Totale derivati su prezzo su commodity	-	-	-	-	563	250	(61)	(15)

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 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
CFH su prezzo su commodity	(61)	(52)	(9)	-	-	-	-
Fair value positivo	5	3	3				
Fair value negativo	(66)	(55)	(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	2016	2015
Saldo di aperture al 1 gennaio	(15)	10
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	(46)	(25)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(61)	(15)

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 2016 e al 31 dicembre 2015 per ciascun tipo di rischio:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati al FVTPL								
- sul rischio di tasso d'interesse								
Interest rate swap	20	22	2	2	20	22	(2)	(2)
- sul rischio di tasso di cambio								
currency forward	-	75	-	6	23	5	(1)	(1)
Totale	20	97	2	8	43	27	(3)	(3)

46 Informativa sulle parti correlate

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

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 2016

Milioni di Euro	Crediti		Debiti		Costi		Ricavi	
	al 31.12.2016		2016		2016		2016	
	Beni	Servizi	Beni	Servizi	Beni	Servizi	Beni	Servizi
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	-	-	-	-	-	-	-

Milioni di Euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi		
			Beni	Servizi	Beni	Servizi	
	al 31.12.2016		2016		2016		
Società controllante							
Powercrop Srl	2	-	-	-	-	-	
Powercrop Macchiareddu Srl	3	-	-	-	-	-	
Powercrop Russi Srl	2	-	-	-	-	-	
Proveedora 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 commerciali e diversi 2015

Milioni di Euro			Costi		Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2015		2015		2015	
Società controllante						
Enel SpA	113	17	-	16	-	0
Totale	113	17	-	16	-	0
Imprese controllate e collegate						
3SUN Srl	-	10	77	1	-	-
Altomonte FV Srl	1	1	-	-	-	-
Dominica Energia Limpia S. de R.L. de C.V.	2	-	-	-	-	2
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	12	-	-	-	-	2
Enel Brasil Participações Ltda	15	-	-	-	-	3
Enel Green Power Bioenergy Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cabeça de Boi as	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Calabria Srl	4	-	-	-	-	2
Enel Green Power Chile Limitada	4	-	-	-	-	1
Enel Green Power Cristal Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Damascena Eolica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Dois Riachos Eolica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Emiliana Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SA	24	3	-	7	-	10
Enel Green Power Esperança Eolica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Fazenda SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Finale Emilia Srl	13	-	-	-	-	18
Enel Green Power Guatemala SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	18	2	-	1	-	2
Enel Green Power Manicoba Eolica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	6	-	-	-	-	-
Enel Green Power Joana Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Latin America Ltda	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de CV	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo II Eolica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	13	1	-	-	-	12
Enel Green Power Panama SA	7	3	-	-	-	5
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Pau Ferro Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Pedra do Geronimo Eolica as	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Primavera Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Puglia Srl	1	2	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	17	1	-	1	-	4
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	4	-	-	-	-	1
Enel Green Power Salto Apiacas SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa BV	1	-	-	-	-	-

Milioni di Euro			Costi		Ricavi	
	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2015		2015		2015	
Imprese controllate e collegate						
Enel Green Power Solar Energy Srl	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Tacaico Eolica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Uruguay SA	1	-	-	-	-	-
Energia Eolica Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1	-	-	-	-	-
Energias Renovables La Mata S.A.P.I. De CV	1	-	-	-	-	1
Enerlive Srl	1	1	-	-	-	-
Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	-	-	-	-	-	2
Generadora de Occidente Ltda	-	-	-	-	-	1
Geotermica del Norte SA	-	-	-	-	1	-
Goodwell Wind Project LLC	6	-	-	-	-	6
Kalenta Ltd	1	-	-	-	-	-
Little ELK Wind Project LLC	2	-	-	-	-	2
P.H. Chucas SA	3	-	-	-	-	4
Energia Limpia de Palo Alto, S. de R.L. de C.V.	1	-	-	-	-	1
Parcque Eolico Renaico SpA	-	-	-	-	-	14
Parque Eolico Taltal SA	(1)	-	-	-	-	-
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	-	-	-	-	-	1
Powercrop Srl	1	-	-	-	-	-
Powercrop Macchiareddu Srl	2	-	-	-	-	2
Powercrop Russi Srl	2	-	-	-	-	1
Renovables de Guatemala SA	1	-	-	-	-	1
Taranto Solar Srl	1	-	-	-	-	-
Vientos de Altiplano, S. de R.L. de C.V.	2	-	-	-	-	2
Totale	213	24	77	10	1	108
Società del Gruppo Enel						
Enel Distribuzione Spa	1	-	-	-	-	-
Enel Energia Spa	-	2	-	-	-	-
Enel Energy Europe SL	-	2	-	1	-	-
Enel Factor	-	12	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Innovazione Spa	-	-	-	(1)	-	-
Enel Italia Srl	-	34	-	41	-	-
Enel Produzione Spa	91	35	2	8	-	-
Enel Trade Spa	28	10	-	-	133	-
Totale	120	96	2	49	133	-
TOTALE	446	137	79	75	134	108

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

Rapporti finanziari 2015

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2015		2015	
Impresa controllante				
Enel SpA	9	331	111	36
Totale	9	331	111	36
Imprese controllate e collegate				
Altomonte FV Srl	141	2	-	1
3SUN Srl	-	273	1	-
Enel Brasil Participações Ltda	-	-	-	2
Enel Green Power Bioenergy Srl	-	4	-	-
Enel Green Power Calabria Srl	-	7	-	3
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	1	-	-	-
Enel Green Power Chile Limitada	-	-	-	4
Enel Green Power Finale Emilia Srl	11	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	-	2.380	86	20
Enel Green Power México S de RL de CV	-	-	-	2
Enel Green Power North America Development	-	-	-	8
Enel Green Power North America Inc.	-	-	-	67
Enel Green Power Puglia Srl	-	1	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	-	-	-	3
Enel Green Power Solar Energy Srl	-	13	-	-
Enel Green Power Strambino Solar Srl	1	-	-	-
Enel Green Power Uruguay SA	-	-	-	1
Energia Eolica Srl	3	2	-	1
Enerlive Srl	-	2	-	-
Maicor Wind Srl	-	-	-	4
Powercrop Srl	12	-	-	-
Totale	28	2.682	87	117
Società del Gruppo Enel				
Enel Trade SpA	-	15	24	8
Enel Finance International BV	-	2	5	-
Totale	-	17	29	8
TOTALE	37	3.030	227	161

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 31.12.2016		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	

Milioni di Euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi		
			Beni	Servizi	Beni	Servizi	
	al 31.12.2015		2015		2015		
Parti correlate esterne al Gruppo Enel							
GME SpA	-	-	24	3	555	2	
GSE SpA	72	1	-	2	1	310	
Terna SpA	-	-	13	-	16	-	
Totale	72	1	37	5	572	312	

47. Altri impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Fidejussioni e garanzie prestate a:	9.422	3.215	6.207
- terzi	23	81	(58)
- imprese controllate	9.399	5.274	4.125
Impegni assunti:	507	636	(129)
- forniture e prestazioni	507	769	(262)
Totale	9.929	3.851	6.078

48. Attività e passività potenziali

CIS e Interporto Campano

In data 4 dicembre 2009 e in data 4 agosto 2010 Enel Green Power S.p.A. ("EGP") ha stipulato rispettivamente con Interporto Campano ("IC") e con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi S.p.a. ("CIS"), un contratto di locazione ultranovennale ed un contratto di superficie aventi ad oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel CIS e nell'Interporto Campano al fine di realizzare ed esercire un impianto fotovoltaico.

In data 22 aprile 2011, durante la fase di realizzazione del predetto impianto, si è sviluppato un incendio su uno dei capannoni di proprietà del CIS dove la ditta appaltatrice di EG, la General Membrane S.p.A., stava realizzando l'impianto.

In data 26 marzo 2012, a lavori di installazione dell'impianto ultimati, si è sviluppato un secondo incendio su un altro dei capannoni di proprietà del CIS.

Questi eventi hanno dato luogo a diversi procedimenti e contenziosi tra le parti, tra questi si segnalano due arbitrati. Il primo conclusosi con un lodo che ha dichiarato il concorso di colpa di CIS e di EGP nella causazione dei danni e condannato EGP al pagamento in favore di CIS dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento. Per i danni subiti da EGP il Collegio ha dichiarato la responsabilità dell'impresa appaltatrice alla quale EGP dovrà chiedere il risarcimento (vedi nota successiva su contenzioso con General Membrane). Tale decisione è stata impugnata da entrambe le parti.

Il secondo, avviato nel 2014 da CIS e Interporto Campano nei confronti di EGP per chiedere la risoluzione del contratto di superficie e del contratto di locazione ultranovennale, oltre al risarcimento di danni subiti a seguito di asseriti inadempimenti contrattuali da parte di EGP quantificati in circa 65 milioni di euro di cui circa 35 milioni di euro per i costi dello smontaggio degli impianti fotovoltaici. EGP ha eccepito preliminarmente l'incompetenza del collegio arbitrale (ha rilevato infatti l'impossibilità di procedere con un unico Collegio a fronte di due distinti contratti che prevedono distinte obbligazioni), chiesto il rigetto delle domande attoree e, in via riconvenzionale, la condanna delle attrici al risarcimento dei danni subiti pari a circa 40 milioni di euro.

In data 20 gennaio 2017 EGP, CIS ed IC hanno stipulato un accordo transattivo volto alla definizione di ogni reciproca pretesa in relazione ai contenziosi insorti in conseguenza degli incendi sopra richiamati e che hanno coinvolto l'impianto fotovoltaico di EGP e i capannoni del CIS sui quali l'impianto insiste. L'accordo transattivo prevede la rinuncia alle reciproche pretese e, tra l'altro, la riduzione dei canoni di superficie e di locazione rispettivamente per CIS e per Interporto, nonché il pagamento da parte di EGP a CIS dell'importo di 2,5 milioni di euro, la restituzione a EGP da parte di CIS - a decorrere dal 1/1/2020 - delle somme residue di un anticipo canoni fatto da EGP in occasione del primo incendio a CIS. Con tale accordo transattivo sono stati quindi definiti i due contenziosi avviati da CIS ed IC in sede arbitrale con i quali veniva richiesto il risarcimento dei danni e la rimozione dell'impianto fotovoltaico.

A seguito dei due incendi, inoltre, sono stati avviati da parte degli occupanti dei locali sottostanti l'area dell'impianto fotovoltaico una serie di giudizi risarcitori ancillari, reclamando i danni correlati ai due incendi.

Il menzionato accordo transattivo non estingue tali contenziosi ancillari.

Enel Green Power S.p.A. 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 quest'ultima udienza le parti hanno precisato le conclusioni, Enel Green Power ha depositato ulteriori documenti (tra cui il lodo emesso nel procedimento arbitrale promosso dal CIS) e General Membrane ha chiesto al Giudice un rinvio per trattative.

Il giudice a scioglimento della riserva assunta all'udienza del 7 marzo 2017 non ha accolto l'istanza di rinvio per trattative, ha ritenuto di rimettere in termini Enel Green Power per la produzione dei documenti depositati con l'istanza del 6 marzo 2017, ha respinto le richieste istruttorie di controparte.

Ha rinviato per la precisazione delle "conclusioni" all'udienza del 30 marzo 2017.

Ministero dell'Ambiente contro Enel Green Power Spa

In data 18 febbraio 2014, Enel Green Power 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 Enel Green Power 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, 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 Enel Green Power 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.

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.

Il giudizio prosegue per il merito; l'udienza dovrà essere fissata.

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.

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 Comitato contro il parco eolico 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.

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 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, assunta con sentenza n. 3919/02/16, la Società ha promosso ricorso in Cassazione; in ragione della stessa decisione, l'Agenzia delle Entrate ha attivato la riscossione delle sanzioni oggetto di contenzioso, mediante iscrizione a ruolo delle stesse. La società ha chiesto ed ottenuto, dalla Commissione Tributaria Regionale di Roma, la sospensione dell'efficacia esecutiva della citata sentenza n. 3919/02/16 previa prestazione di idonea garanzia, arrestando così l'attività di riscossione già avviata.

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".

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

Non sono intervenuti fatti rilevanti dopo la chiusura dell'esercizio.

50. 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:

Milioni di euro	al 31.12.2015
ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	21
Partecipazioni	38.984
Attività finanziarie non correnti	2.698
Altre attività non correnti	782
Totale	42.485
Attività correnti	
Crediti commerciali	283
Attività finanziarie correnti	3.702
Altre attività correnti	779
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.925
Totale	10.689
TOTALE ATTIVITA'	53.174
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	24.880
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	14.503
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	635
Passività finanziarie non correnti	2.717
Altre passività non correnti	243
Totale	18.098
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.976
Debiti commerciali	164
Passività finanziarie correnti	1.010
Altre passività correnti	1.046
Totale	10.196
TOTALE PASSIVITA'	28.294
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	53.174

Enel SpA - Conto Economico

Milioni di euro	2015
Ricavi	245
Costi	727
Proventi da partecipazioni	2.024
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(732)
Imposte	(201)
UTILE DELL'ESERCIZIO	1.011

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

ENEL GREEN POWER S.p.A.

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016 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 2016 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 sostanzialmente variato infatti, si ricorda, che il 2016 è stato un esercizio caratterizzato da operazioni straordinarie rilevanti*

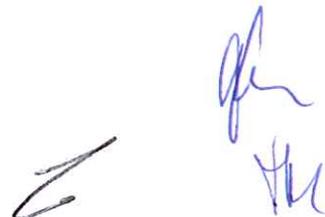


per Enel Green Power SpA; in particolare, il 31 marzo 2016, ha avuto efficacia l'atto di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA con il quale sono stati assegnati a quest'ultima:

- 1. la partecipazione totalitaria nella società di diritto olandese Enel Green Power International BV ("EGPI"),*
- 2. il credito finanziario a breve termine vantato nei confronti della società Enel Green Power North America Ltd. relativamente ad una operazione di ristrutturazione finanziaria effettuata nel 2014,*
- 3. i rapporti giuridici relativi alla linea di finanziamento a lungo termine con Enel Green Power International BV e*
- 4. le garanzie rilasciate da Enel Green Power SpA nell'interesse di Enel Green Power International BV e sue controllate relative alla copertura di taluni impegni assunti da queste ultime.*

Pertanto, per effetto dell'operazione sopra menzionata, Enel SpA è divenuta l'unico azionista di Enel Green Power SpA e le azioni della Società hanno cessato di essere negoziate sul Mercato Telematico Azionario ("MTA") organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. e sul sistema elettronico di negoziazione continua spagnolo (Sistema de Interconexión Bursátil, SIBE). Conseguentemente, Enel Green Power SpA ha adottato un nuovo statuto che riflette le modificazioni intervenute relative, tra l'altro, sia alla riduzione del capitale sociale che alle previsioni non più attuali dopo il "delisting".

Inoltre, nell'ambito della successiva riorganizzazione societaria del Gruppo Enel, con efficacia contabile e fiscale al 26 ottobre 2016, ha avuto effetto la



fusione transfrontaliera fra la società olandese Enel Green Power International BV ed Enel Green Power SpA.

Per effetto di tale operazione EGPI si è, pertanto, estinta con conseguente trasferimento ad Enel Green Power SpA, a titolo universale, di tutti i suoi rapporti attivi e passivi, ivi incluse le partecipazioni nelle controllate estere, rimasti in capo alla stessa a valle del perfezionamento della scissione parziale di EGPI in Enel Finance International NV;

- la Società ha operato nel 2016, tenuto conto delle sopra indicate operazioni, in termini confrontabili con gli esercizi precedenti e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo riguardo della sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dei precedenti esercizi.*

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

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

Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio, nel corso del quale sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'articolo 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali.

▪ **Attività svolte**

Durante le verifiche periodiche, il Collegio Sindacale ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla Società, ponendo particolare attenzione



alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale della Società e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze postulate dall'andamento della gestione. I rapporti con le persone operanti nella citata struttura – Amministratori e Responsabili di Funzione – si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati.

Le informazioni richieste dall'articolo 2381, comma 5, c.c., sono state fornite dall'Amministratore Delegato con periodicità in occasione delle riunioni programmate del Consiglio di Amministrazione.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai Soci e dal Consiglio di Amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società;*
- le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei Soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*



- *non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione 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. 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 della seduta del 20 giugno 2016 il Collegio Sindacale ha formulato all'Assemblea degli Azionisti una proposta circa la modifica dei termini dell'incarico di revisione legale.*

▪ ***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 2016 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 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*

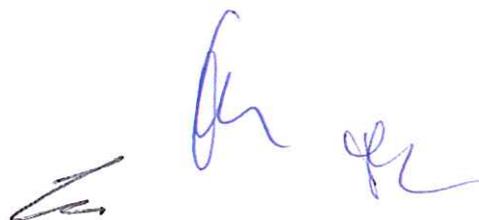


osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;

- *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 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 2016 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 2016, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla



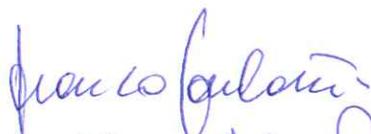
distribuzione dell'utile dell'esercizio di Euro 50.228.627.

*Ringraziando per la fiducia accordata, Vi rammentiamo che in sede assembleare
dovrete anche provvedere in merito alla nomina dei membri del Consiglio di
Amministrazione e del Collegio Sindacale.*

Roma, 10 aprile 2017

Il Collegio Sindacale

Prof. Franco Fontana (Presidente)



Dott.ssa Maria Rosaria Leccese (Sindaco Effettivo)



Dott. Giuseppe Ascoli (Sindaco Effettivo)



Enel Green Power S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016

**Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e
dell'art. 165 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58**

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 165 del D.lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

All'Azionista unico della
Enel Green Power S.p.A.

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A., costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, 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, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note di commento.

Responsabilità degli amministratori 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.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2016, 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.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione, la cui responsabilità compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A., con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2016.

Roma, 10 aprile 2017

EY S.p.A.



Riccardo Rossi
(Socio)