

Bilancio consolidato 2013



ENERGIA ALLA TUA VITA

Bilancio consolidato 2013

Indice

Relazione sulla gestione

- Enel Green Power | **6**
- La struttura del Gruppo | **7**
- Enel Green Power nel mondo | **8**
- Organi sociali e assetto dei poteri | **10**
- Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | **12**
- Sintesi dei risultati | **16**
- Fatti di rilievo del 2013 | **25**
- Scenario di riferimento | **33**
- Il contesto economico energetico nel 2013 | **35**
- I mercati dell'energia elettrica | **39**
- Come operiamo | **58**
- Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | **73**
- Risultati economici e patrimoniali per area di attività | **90**
 - > Italia ed Europa | **92**
 - > Iberia e America Latina | **95**
 - > Nord America | **99**
- Principali rischi e incertezze | **102**
- Prevedibile evoluzione della gestione | **103**
- Disciplina delle società controllate estere extra UE | **104**
- Disciplina delle società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società | **106**
- Informativa sulle parti correlate | **107**
- Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Green Power SpA e i corrispondenti dati consolidati | **109**

Bilancio consolidato

- Prospetti contabili consolidati | **112**
- Conto economico consolidato | **112**
- Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio | **113**
- Stato patrimoniale consolidato | **114**
- Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato | **115**
- Rendiconto finanziario consolidato | **116**
- Note di commento | **117**

Corporate governance | 191

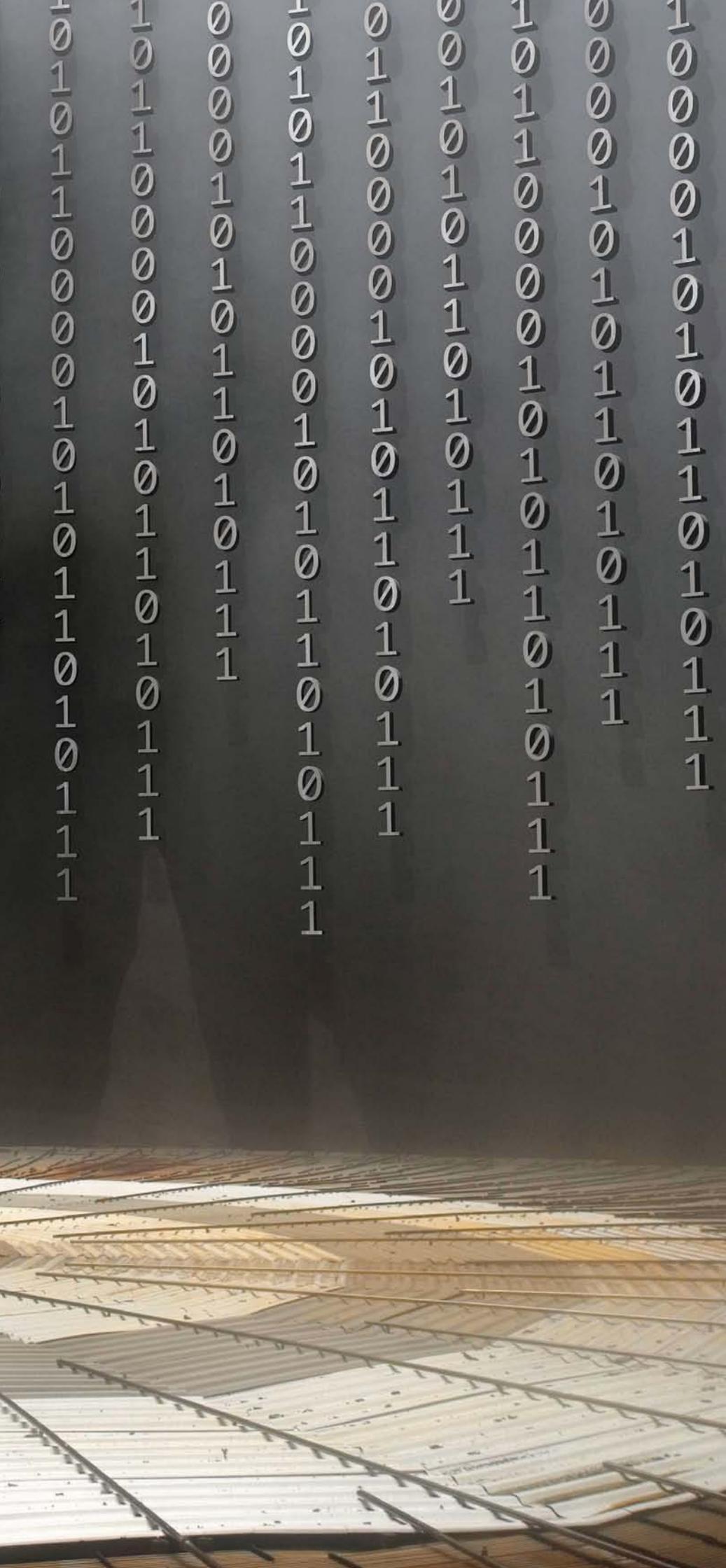
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 192

Allegati

- Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013 | **196**

Relazioni

- Relazione della Società di revisione | **214**



Relazione
sulla gestione

Enel Green Power



Enel Green Power, nata nel dicembre **2008**, è la società del Gruppo Enel interamente dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, presente in Europa e nel continente americano.

È leader mondiale nella generazione delle rinnovabili con **8.883 MW** installati e **29,5 TWh** di produzione nel 2013, in grado di **evitare 16,4 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂**.

Il Gruppo Enel Green Power conta oltre **750 impianti** in esercizio e in costruzione in **16 Paesi**, e il mix di generazione include le principali fonti rinnovabili: eolico, solare, idroelettrico, geotermico e biomasse.

La struttura del Gruppo

Corporate

Enel Green Power SpA

Iberia e America Latina

- Enel Green Power España
- Enel Brasil Participações
- Enel Green Power Latin America
- Enel Green Power Costa Rica
- Enel Green Power Guatemala
- Enel Green Power México
- Enel Green Power Panama
- Enel Green Power El Salvador
- Enel Green Power Colombia
- Enel Green Power Perú

Retail

- Enel.si ⁽³⁾

Italia ed Europa

- Enel Green Power Romania
- Enel Green Power Bulgaria
- Enel Green Power Hellas
- Enel Green Power France
- 3SUN ⁽¹⁾
- Enel Green Power & Sharp Solar Energy ⁽¹⁾
- PowerCrop ⁽¹⁾
- Altre minori Italia ⁽²⁾

Nord America

- Enel Green Power North America
- Enel Green Power North America Development

New Countries ⁽⁴⁾

- Enel Green Power South Africa
- Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari

(1) Joint venture.

(2) Maicor Wind, Enel Green Power CAI Agroenergy, Enel Green Power Calabria, Enel Green Power Canaro, Enel Green Power Finale Emilia, Enel Green Power Partecipazioni Speciali, Enel Green Power Puglia, Enel Green Power San Gillio, Enel Green Power Strambino Solar, Enel Green Power TSS, Enel Green Power Villorresi, Energia Eolica, Enerlive, Iris 2006, Taranto Solar.

(3) Società ceduta con decorrenza 1° luglio 2013.

(4) Ai fini dell'IFRS 8, i dati economici e patrimoniali di tali società, non ancora rilevanti in quanto lo sviluppo non è stato ancora avviato, sono inclusi nell'area Italia ed Europa.

Enel Green Power nel mondo

Canada

Eolico 103 MW

USA

Eolico 1.163 MW
Idroelettrico 317 MW
Geotermico 72 MW
Solare 28 MW

TOTALE 1.580 MW

Messico

Eolico 144 MW
Idroelettrico 53 MW
Solare 0,1 MW

TOTALE 197 MW

Guatemala

Idroelettrico 164 MW

Costa Rica

Eolico 24 MW
Idroelettrico 31 MW

TOTALE 55 MW

El Salvador

Geotermico 204* MW

Panama

Idroelettrico 300 MW

Cile

Eolico 180 MW
Idroelettrico 92 MW

TOTALE 272 MW

Brasile

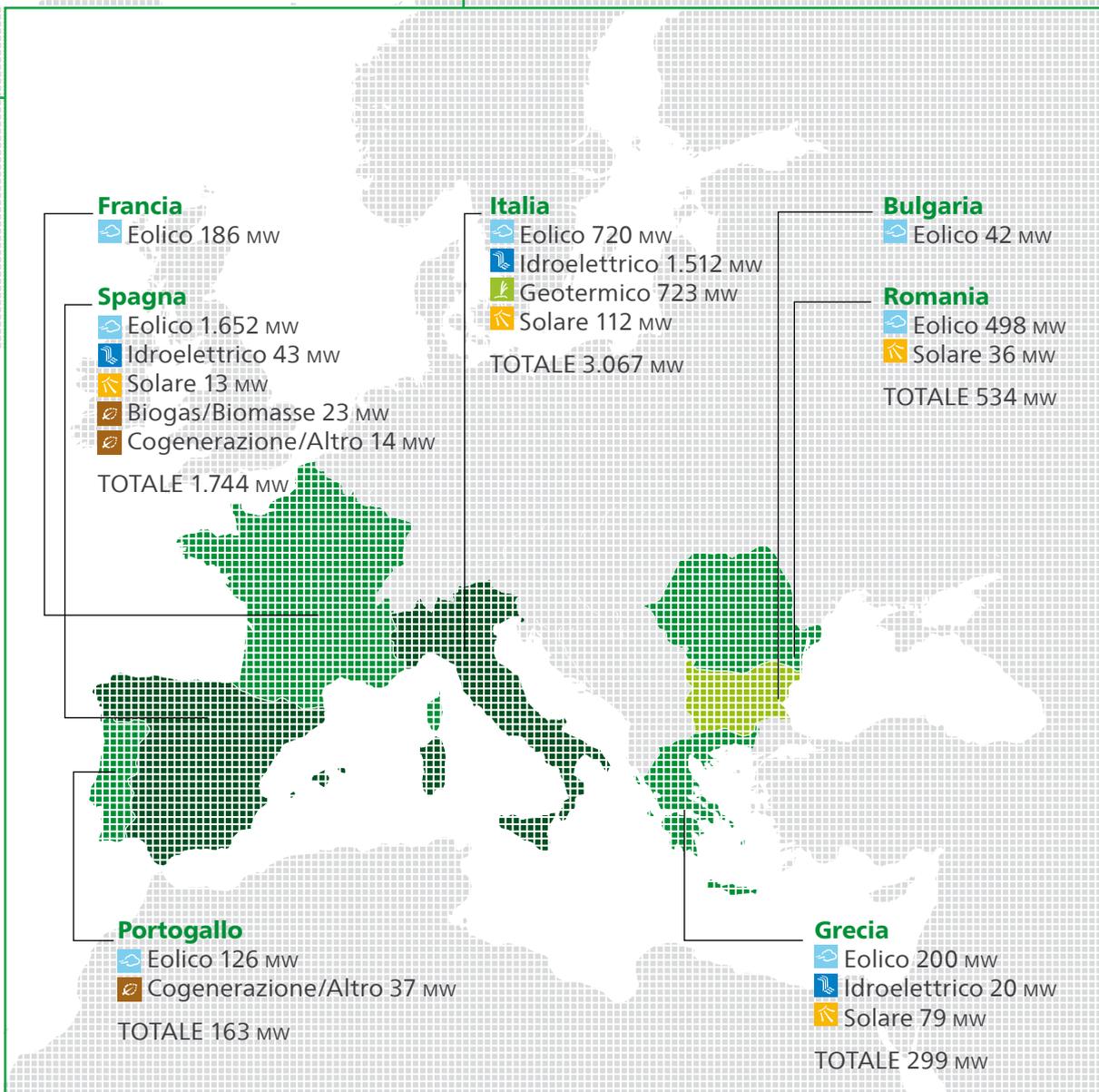
Eolico 84 MW
Idroelettrico 93 MW

TOTALE 177 MW

Capacità installata:

- fino a 100 MW
- da 100 a 1.000 MW
- più di 1.000 MW

* Partnership non consolidata con LaGeo



Organi sociali e 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

Presidente
Luigi Ferraris

Amministratore Delegato
Francesco Starace

Consiglieri
Luca Anderlini
Carlo Angelici
Andrea Brentan
Francesca Gostinelli
Giovanni Battista Lombardo
Giovanni Pietro Malagnino
Paola Muratorio
Luciana Tarozzi

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; oltre alle funzioni di indirizzo strategico, il Consiglio di Amministrazione ha il compito di verificare l'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento di Enel Green Power e del Gruppo nel suo insieme. Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power in carica dal 24 aprile 2013 è composto da 10 Consiglieri (7 uomini e 3 donne), di cui 6 indipendenti.

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, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o dalle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno tre comitati con funzioni istruttorie, consultive e propositive su alcune materie di particolare delicatezza, anche in quanto fonte di possibili conflitti di interesse. Tutti i comitati sono composti esclusivamente da Consiglieri indipendenti.

- Il Comitato Controllo e Rischi ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.
- Il Comitato per le Nomine e Le Remunerazioni ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione con funzioni istruttorie, di natura propositiva e consultiva, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche.
- Il Comitato Parti Correlate ha il compito di formulare appositi pareri sull'interesse della Società al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

Collegio Sindacale

Presidente
Franco Fontana

Sindaci effettivi
Giuseppe Ascoli
Leonardo Perrone

Sindaci supplenti
Giulio Monti
Pierpaolo Singer

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.

Società di revisione

Reconta Ernst & Young

La revisione legale dei conti di Enel Green Power è affidata, per gli esercizi dal 2011 al 2019, alla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA.

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Il 2013 è stato un altro anno molto positivo per Enel Green Power. La Società ha conseguito risultati che testimoniano la validità delle scelte strategiche di diversificazione geografica e tecnologica e che sono il frutto della qualità degli investimenti selezionati e dell'impegno continuo delle nostre persone, per una crescita nel segno della sostenibilità e dell'innovazione.

Sono trascorsi oltre tre anni da quando, il 4 novembre 2010, è stata effettuata l'Offerta Pubblica Iniziale (IPO) di Enel Green Power: in questo periodo, la Società non solo è cresciuta in termini di capacità installata e produzione da fonti rinnovabili, ma il titolo ha anche registrato una performance positiva, chiudendo a fine 2013 con un +14,4% rispetto al prezzo di quotazione, mentre sono stati distribuiti dividendi annuali sulla base di un *payout ratio* del 30%.

Enel Green Power nel 2013 ha continuato a perseguire una strategia di sviluppo sostenuto, focalizzato nei mercati emergenti caratterizzati da una ottima disponibilità di risorse naturali, elevati tassi di crescita della domanda di energia e contesti socio-economici stabili; al contempo la Società ha ulteriormente consolidato la propria presenza nei mercati europei.

Tutto ciò è avvenuto mantenendo una attenzione costante ai temi della sostenibilità e del rispetto delle persone. Abbiamo intrapreso un percorso per portare la cultura della sostenibilità al centro dei processi aziendali, con un modello di *business* improntato all'ascolto e al coinvolgimento delle comunità per la creazione di valore condiviso e l'utilizzo razionale delle risorse.

Lo sviluppo di Enel Green Power si è collocato in un contesto di mercato che ha visto, da un lato, la crescita della domanda elettrica e un forte sviluppo delle energie rinnovabili negli Stati Uniti e nei Paesi emergenti, in particolare l'America Centrale e Meridionale; dall'altro, una domanda di energia pressoché stagnante nei mercati più maturi e in particolare in Europa.

Nel corso del 2013 gli investimenti a livello globale nel settore delle *clean technologies* sono stati pari a circa 250 miliardi di dollari⁽¹⁾. Investimenti in contrazione di circa il 10% rispetto al 2012, ma che hanno comunque portato all'installazione nel corso dell'anno di circa 110 GW di nuova capacità rinnovabile. Prosegue dunque lo sviluppo delle rinnovabili, considerando che nell'arco degli ultimi 10 anni il ritmo di crescita media annua nell'installazione di questa tipologia di impianti è stato sempre sostenuto, attestandosi su valori percentuali compresi tra il 4% e l'8%.

I dati operativi

La capacità installata netta del Gruppo Enel Green Power alla fine del 2013 è pari complessivamente a 8,9 GW, di cui 5,1 GW (57,3%) eolica, 2,6 GW (29,2%) idroelettrica, 0,8 GW (9,0%) geotermica, 0,3 GW (3,4%) solare e 0,1 GW (1,1%) rappresentata da altre tecnologie rinnovabili (biomassa e cogenerazione). La capacità installata netta risulta quindi incrementata, rispetto alla fine del 2012, di 0,9 GW (+11,3%), principalmente nel settore eolico.

La produzione netta del Gruppo nel 2013 è stata pari a 29,5 TWh, di cui 12,2 TWh (41,4%) eolica, 10,9 TWh (36,9%) idroelettrica, 5,6 TWh (19,0%) geotermica, 0,3 TWh (1,0%) solare e 0,5 TWh (1,7%) rappresentata da altre tecnologie rinnovabili (biomassa e cogenerazione).

(1) Dati Bloomberg Energy Finance, gennaio 2014.

La produzione di energia elettrica risulta complessivamente incrementata rispetto al 2012 di 4,4 TWh (+17,5%), per effetto principalmente della maggiore capacità installata.

Rispetto al 2010, anno in cui Enel Green Power è stata quotata sulle piazze finanziarie di Milano e Madrid, si registra quindi una rilevante crescita della produzione, pari complessivamente a oltre il 35%.

Il 5 gennaio 2014 le centrali di generazione dell'Azienda hanno raggiunto a livello globale un picco di 114,3 GWh di produzione giornaliera, realizzando così un nuovo primato che conferma tutte le potenzialità e la capacità del Gruppo Enel Green Power di realizzare quanto previsto da ambiziosi piani industriali.

I risultati dell'anno

I ricavi totali del Gruppo Enel Green Power ammontano nel 2013 a 2,8 miliardi di euro, con un aumento del 12,0% rispetto al 2012. La crescita dei ricavi è pari a 0,3 miliardi di euro ed è principalmente riconducibile ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, realizzati grazie all'aumento della produzione.

Il margine operativo lordo è stato pari a 1,8 miliardi di euro, in crescita del 12,5% rispetto a 1,6 miliardi di euro del 2012.

I risultati del 2013 sono stati accompagnati da una performance positiva del titolo Enel Green Power sul principale listino italiano, pari a oltre il 30% da inizio anno.

Fatti rilevanti nel 2013

Enel Green Power ha sviluppato nel corso dell'anno importanti progetti in America Centrale e Meridionale, in particolare in Brasile, Cile e Messico, che continuano a rappresentare i pilastri di una crescita focalizzata sui promettenti presupposti socio-economici, demografici e industriali di questa regione.

In Brasile, nel maggio 2013 Enel Green Power ha avviato la costruzione di tre nuovi parchi eolici, negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, nel nord-est del Paese. I tre impianti avranno una capacità installata complessiva di 192 MW e potranno generare, una volta in esercizio, fino a oltre 770 milioni di kWh all'anno. Sempre in Brasile, nei mesi di agosto e settembre 2013 Enel Green Power si è aggiudicata contratti di fornitura per ulteriori 190 MW nelle due gare pubbliche indette dallo Stato: sono tre progetti nel settore eolico per complessivi 88 MW e tre progetti nel settore idroelettrico per 102 MW.

In Cile, nel marzo 2013 Enel Green Power ha connesso alla rete il suo primo impianto eolico, a Talinay, nella regione di Coquimbo, con una capacità installata di 90 MW, in grado di generare, a regime, fino a 200 milioni di kWh all'anno. Ad agosto 2013 sono stati avviati inoltre i lavori per la costruzione dell'impianto eolico di Taltal, nella regione di Antofagasta, con una capacità installata totale di 99 MW; il parco eolico sarà in grado di generare fino a oltre 300 GWh all'anno. Sono iniziati inoltre i lavori per la costruzione in Cile del primo impianto fotovoltaico di Enel Green Power nel Paese: situato nella regione di Atacama, a 950 km a nord di Santiago del Cile, l'impianto Diego de Almagro avrà una capacità installata totale di 36 MW, grazie a circa 225.000 moduli per lo più a "film sottile", provenienti dalla fabbrica di Catania della 3SUN, la *joint venture* paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics. Infine, sempre in Cile, a fine dicembre 2013 Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Valle de los Vientos, nella regione di Antofagasta, con una capacità totale installata di 90 MW, che produrrà a regime oltre 200 GWh all'anno.

In Messico, nel corso del 2013 la controllata Enel Green Power México ha avviato i lavori per la costruzione di due nuovi parchi eolici. Il primo impianto è situato nello Stato di Oaxaca e avrà una capacità totale di 102 MW. Il secondo parco, nello Stato di San Luis Potosí, disporrà di una capacità totale di 100 MW.

Negli Stati Uniti, che rappresentano un mercato strategico per la Società, Enel Green Power North America ha siglato nel mese di maggio 2013 un accordo con società controllate da GE Capital, per portare al 75% la propria partecipazione nei parchi eolici di Chisholm View, da 235 MW di capacità, situato in Oklahoma, e di Prairie Rose, da 199 MW, che si trova nel nord della Rock County in Minnesota. La presenza della Società in Nord America si è ulteriormente rafforzata nel corso dell'anno, grazie anche all'entrata in esercizio della centrale geotermica di Cove Fort nello Stato dello Utah, con una capacità di 25 MW. Sempre nel 2013 la controllata Enel Green Power North America ha avviato i lavori per la realizzazione del progetto eolico denominato Origin, nelle contee di Murray e Carter, in Oklahoma. Il nuovo impianto, che avrà una capacità installata totale di 150 MW, sarà in grado di generare fino a 650 GWh di elettricità all'anno. Infine, sempre nel corso dell'anno, la controllata nordamericana si è aggiudicata il diritto di partecipare alle gare dell'Esercito degli Stati Uniti per la fornitura di energia (*Power Purchase Agreements*) generata con tecnologia geotermica.

In Sudafrica, il 30 ottobre 2013 Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere contratti per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per complessivi 513 MW, di cui 314 MWp di progetti fotovoltaici e 199 MW di progetti eolici, nell'ambito della terza fase della gara dell'IPP (*Independent Power Producer*) sulle energie rinnovabili, promossa dal Governo del Sudafrica. I progetti rappresentano rispettivamente più del 65% e del 25% dell'ammontare totale del fotovoltaico e dell'eolico aggiudicato a oggi nella terza fase di gara. Gli impianti fotovoltaici utilizzeranno i pannelli fotovoltaici a *film* sottile prodotti dalla fabbrica di Catania della 3SUN.

L'entrata in esercizio degli impianti è prevista nel 2016. L'aggiudicazione delle gare in Sudafrica consente a Enel Green Power di posizionarsi nei prossimi anni tra i principali *players* delle energie rinnovabili presenti in questa *country* e apre la strada a una crescita del Gruppo nelle aree più promettenti del continente africano.

Enel Green Power nel corso del 2013 ha consolidato ulteriormente la propria presenza in Europa, in particolare nella tecnologia solare fotovoltaica, in Romania, Grecia e Italia.

In Romania, sono stati costruiti e connessi alla rete quattro impianti fotovoltaici per complessivi 35 MW, mentre in Grecia Enel Green Power Hellas ha messo in esercizio nelle regioni della Macedonia, della Tracia, della Tessaglia e nel sud del Paese 13 nuovi campi fotovoltaici con una capacità installata di 42 MW. Sempre in Grecia, ESSE, la *joint venture* paritetica con Sharp, ha messo in esercizio sei nuovi campi fotovoltaici con una capacità installata di 15 MW, tale da produrre a regime circa 21 milioni di kWh all'anno.

In Italia, sono stati collegati alla rete due nuovi impianti fotovoltaici a Serre Persano, in provincia di Salerno, sede della prima storica centrale fotovoltaica di Enel, a lungo la più grande d'Europa e oggi completamente rinnovata. I due nuovi campi fotovoltaici, con una capacità installata complessiva di 21 MW, sono in grado di produrre, a regime, fino a circa 30 milioni di kWh all'anno. Entrambi gli impianti sono stati realizzati utilizzando i pannelli fotovoltaici a *film* sottile prodotti dalla fabbrica di Catania della 3SUN.

Sul fronte della geotermia, in Toscana sono partiti nel mese di marzo i lavori per la realizzazione della centrale geotermoelettrica Bagnore 4, nei Comuni di Santa Fiora e Arcidosso, in provincia di Grosseto. Il progetto prevede la realizzazione di due gruppi da 20 MW ciascuno, per una capacità installata totale di 40 MW, in grado di generare, a regime, fino a 310 milioni di kWh di energia all'anno. L'investimento totale previsto per la realizzazione di Bagnore 4 è di circa 120 milioni di euro.

Sempre in Italia, Enel Green Power ha sviluppato importanti iniziative nell'ambito della biomassa a filiera corta. Enel Green Power e SECI Energia hanno firmato l'accordo definitivo per l'acquisizione del 50% di PowerCrop, società del gruppo Maccaferri dedicata alla riconversione energetica a biomasse degli ex zuccherifici Eridania. L'accordo consentirà lo sviluppo delle energie da biomasse a filiera corta, mediante la realizzazione di cinque nuovi impianti ad alta efficienza con una capacità installata complessiva di 150 MW. Il primo risultato tangibile di questa collaborazione è stato nel mese di luglio con l'avvio del progetto "Polo Energie Rinnovabili di Macchia-reddu" in Sardegna, nell'ambito dell'iniziativa di riconversione dell'ex zuccherificio Villasor di Eridania Sadam, in una centrale elettrica da circa 50 MW.

Infine, Enel Green Power e COPROB, primo produttore bieticolo saccarifero nazionale, hanno sottoscritto un contratto di partnership per la realizzazione a Finale Emilia (Modena) di una centrale di produzione di energia elettrica da 12,5 MW alimentata da biomasse di origine agricola.

Nel corso del 2013 Enel Green Power ed Enel Energia hanno raggiunto un accordo per la cessione dell'intero capitale di Enel.si, da Enel Green Power alla società della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia del Gruppo Enel. L'accordo ha acquisito efficacia in data 1° luglio 2013. L'operazione si è inquadrata nella strategia perseguita dalla Società di una maggiore focalizzazione nel *core business*, attraverso lo sviluppo, l'investimento, la realizzazione e la gestione di impianti rinnovabili a livello globale.

Sul fronte dell'innovazione, Enel Green Power ha avviato in collaborazione con il partner 40South Energy l'installazione e la messa in esercizio di un primo generatore di energia marina. Con una potenza installata pari a circa 115 kW, la macchina è dedicata alla conversione in elettricità dell'energia prodotta dalle onde del mare dell'Arcipelago Toscano, a Castiglioncello, in provincia di Livorno.

Sempre nel corso dell'anno è entrata in fase di test l'innovativo prototipo di pala mini-eolica progettata da Renzo Piano e sviluppata in collaborazione con Enel Green Power in un sito altamente specializzato. Estremamente sottile e con una struttura del tipo "bipala", il nuovo aerogeneratore si integra a livello paesaggistico, dimostrando di essere in grado di funzionare anche con venti di bassa intensità.

Una gestione attenta dei temi legati alla sostenibilità, il dialogo con le comunità locali e la collaborazione continuativa con gli stakeholder – tanto interni quanto esterni – si sono confermati elementi determinanti dei risultati ottenuti dal Gruppo nel 2013. Il Gruppo Enel Green Power mira, infatti, a creare valore per i territori in cui opera costruendo relazioni trasparenti e collaborative con le comunità, e in coerenza con questo approccio si fa promotore di progetti mirati a creare opportunità per il tessuto economico locale e per lo sviluppo sociale, *in primis*, sfruttando le ricadute della presenza dell'Azienda sul territorio in termini di sviluppo e di impulso alle filiere locali. Un ulteriore elemento di attenzione al contesto locale è legato alla tutela della biodiversità, fin dalle prime fasi di valutazione dei progetti, e al suo sviluppo e conservazione, grazie a progetti specifici. È un approccio organico alla gestione dei temi ambientali: il Gruppo si è infatti dotato di un Sistema di Gestione integrato Salute, Sicurezza e Ambiente, certificato nel 100% del perimetro (ISO 14001), e attua interventi di prevenzione, mitigazione e gestione in tutte le fasi della propria catena del valore. Prioritario resta anche nel 2013 l'obiettivo "Zero infortuni", perseguito grazie a un forte presidio dei temi di salute e sicurezza e allo sviluppo di numerosi programmi di prevenzione e diffusione di una "cultura della sicurezza", rivolti sia al personale sia a contrattisti esterni. L'attenzione alle persone si esprime, inoltre, attraverso iniziative nell'ambito dello sviluppo dei talenti, della valutazione delle performance a tutti i livelli e della condivisione delle best practice.

La gestione dei fornitori è infine un ulteriore, fondamentale tassello della strategia di sostenibilità di Enel Green Power, che applica meccanismi di qualificazione e selezione dei fornitori in linea con i criteri previsti a livello di Gruppo Enel, e ha inoltre sviluppato uno specifico Piano di *Green Procurement* per elevare gli standard richiesti ai fornitori nei settori più significativi rispetto agli impatti ambientali e sociali.

Nei prossimi anni Enel Green Power ha l'obiettivo di sviluppare ulteriormente la propria presenza multi-tecnologica nei Paesi emergenti, con particolare attenzione al Sud America e all'area del Medio Oriente e Africa, grazie alla presenza di una solida *pipeline* di progetti selezionati nelle diverse tecnologie.

La ricerca continua dell'eccellenza tecnica e operativa in tutto il mondo, a partire dalla consolidata base di esperienza e *know-how* acquisiti sugli impianti in Italia ed Europa, l'attenzione ai temi dell'innovazione tecnologica e della creazione di valore condiviso e l'impegno di tutti gli oltre 3.500 colleghi presenti in 16 Paesi, ci consentono di guardare al futuro con piena consapevolezza del grande potenziale di ulteriore crescita, sia nelle dimensioni sia nelle performance operative della Società.

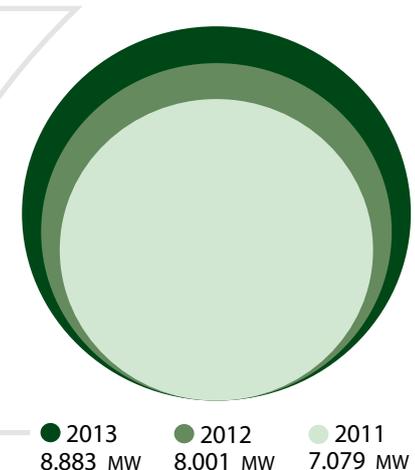
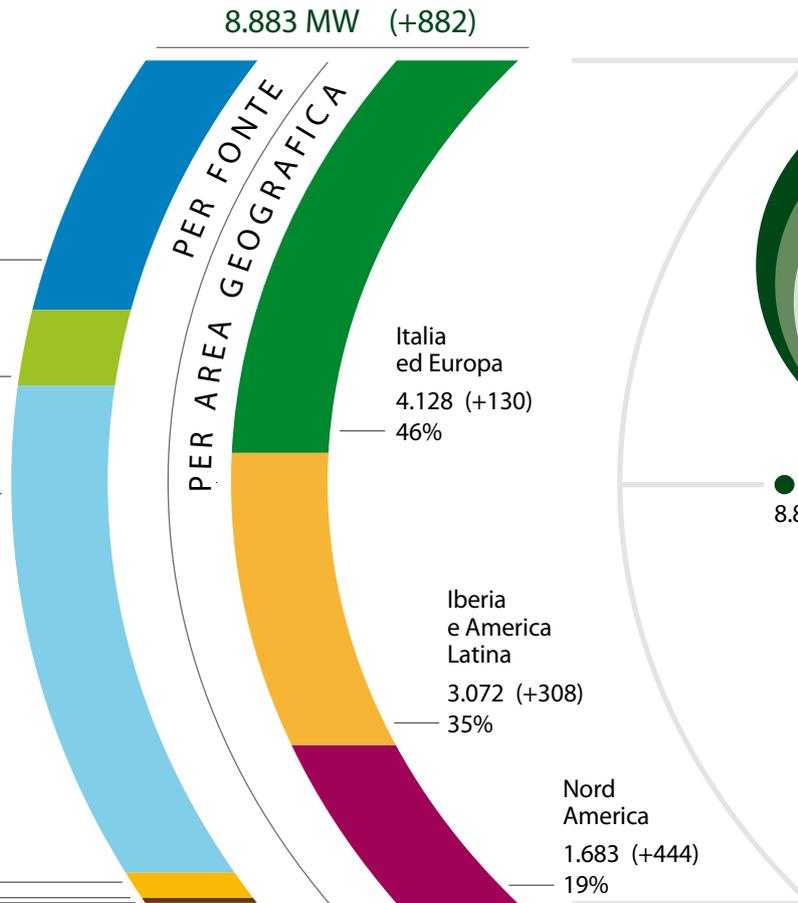
L'Amministratore Delegato
Francesco Starace



Sintesi dei risultati

CAPACITÀ INSTALLATA NETTA

Dati in MW
(variazione rispetto al 2012)

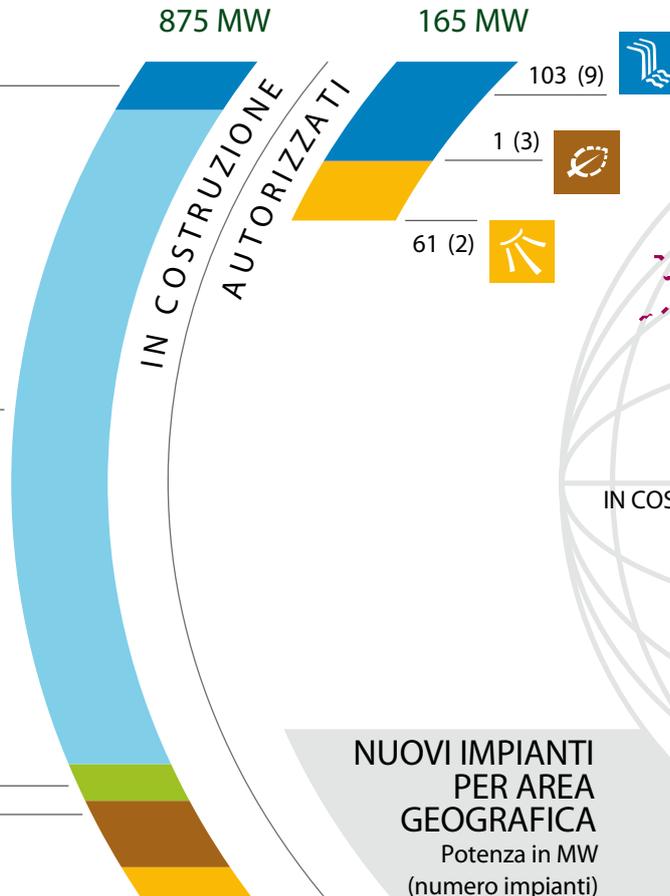


CAPACITÀ INSTALLATA NETTA

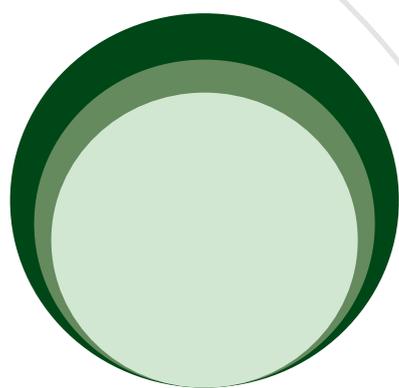
Spesa per innovazione tecnologica
16,4
milioni di euro

NUOVI IMPIANTI PER FONTE

Potenza in MW
(numero impianti)



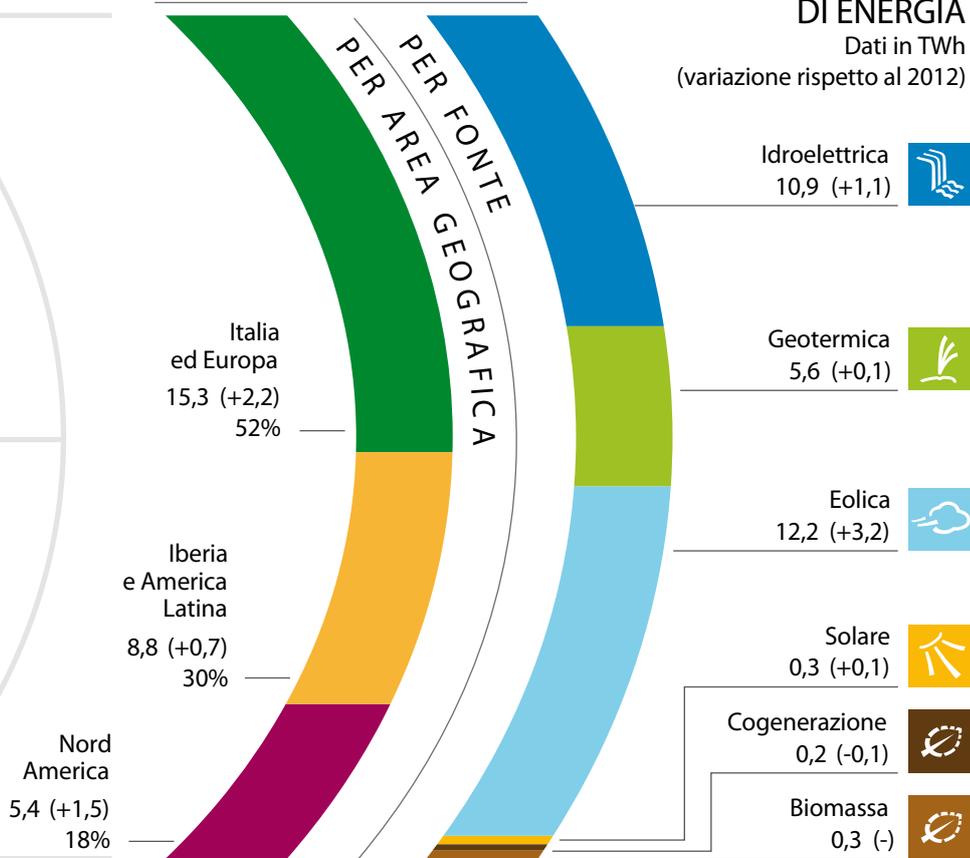
NUOVI IMPIANTI PER AREA GEOGRAFICA
Potenza in MW
(numero impianti)



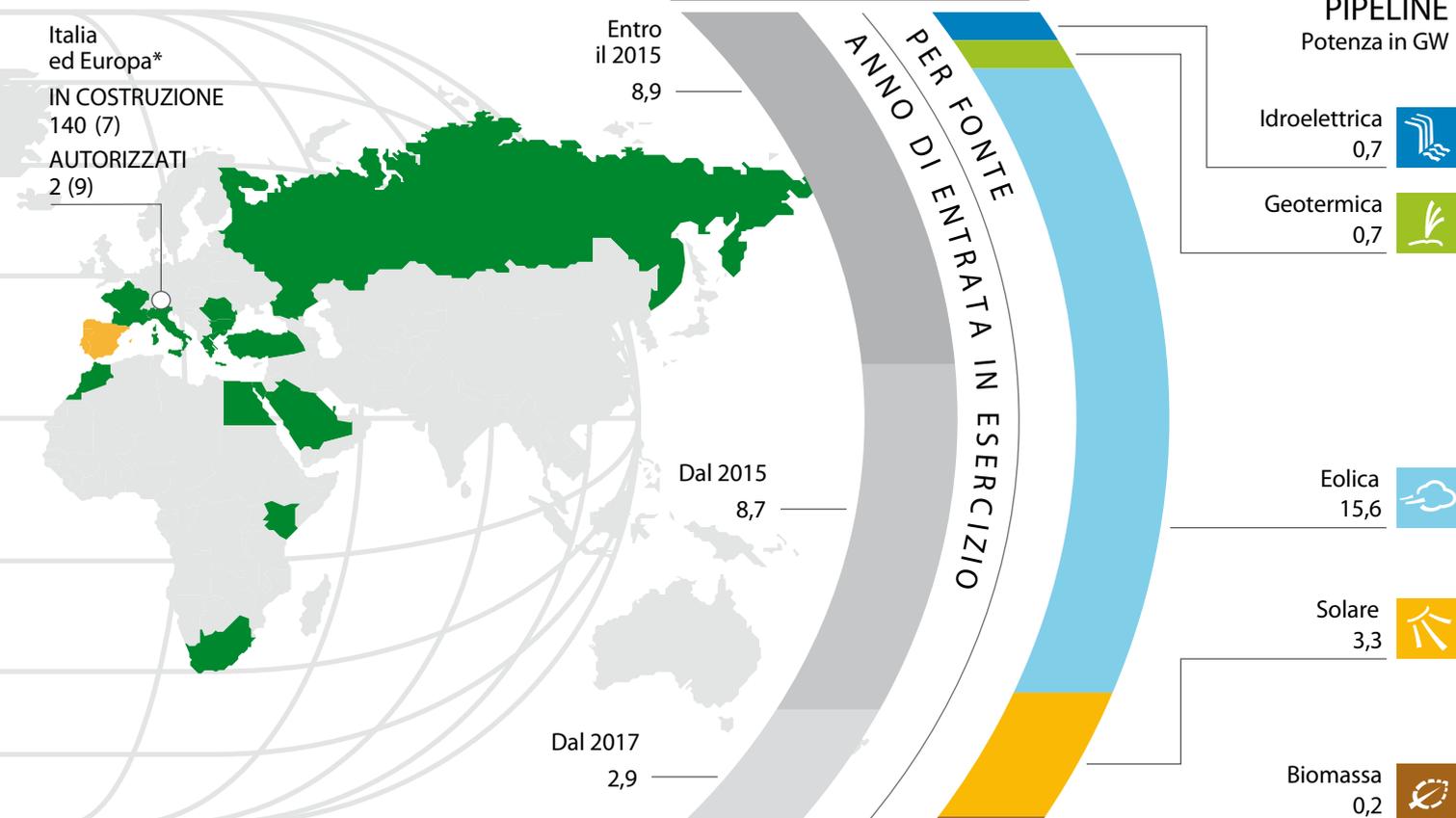
PRODUZIONE DI ENERGIA

Emissioni di CO₂ evitate
16,5
milioni di tonnellate

29,5 TWh (+4,4)



20,5 GW



* Per i Paesi di questa area si veda nota 4 a pagina 7.

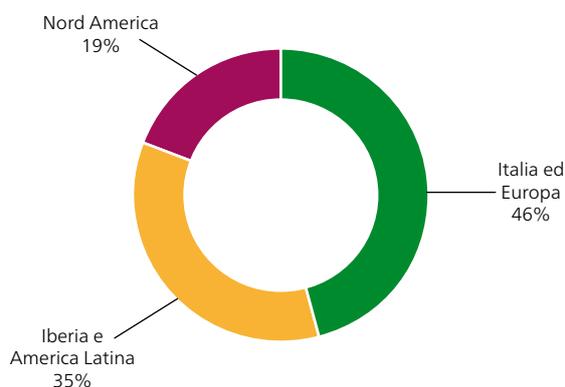


Dati operativi

	Capacità installata netta (MW)			
	2013	2012	Variazione	2011
Idroelettrica	2.624	2.635	(11)	2.540
Geotermica	795	769	26	769
Eolica	5.122	4.315	807	3.541
Solare	268	161	107	101
Cogenerazione	51	77	(26)	84
Biomassa	23	44	(21)	44
Totale	8.883	8.001	882	7.079

La capacità installata netta del Gruppo al 31 dicembre 2013 è pari a 8,9 GW, con un incremento di 0,9 GW (tenuto conto di un *decommissioning* pianificato per 62 MW) rispetto al 31 dicembre del 2012 (+11,3%), di cui 0,8 GW di capacità eolica e 0,1 GW di capacità solare.

	Capacità installata netta (MW)			
	2013	2012	Variazione	2011
Italia ed Europa	4.128	3.998	130	3.583
Iberia e America Latina	3.072	2.764	308	2.486
Nord America	1.683	1.239	444	1.010
Totale	8.883	8.001	882	7.079



La crescita registrata nell'area Italia ed Europa è determinata principalmente dall'entrata in esercizio di impianti fotovoltaici in Grecia, Romania e Italia, mentre quella registrata nelle aree

Iberia e America Latina e Nord America deriva sostanzialmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici.

	Produzione di energia (TWh)			Capacità installata media (MW)		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	10,9	9,8	1,1	2.629	2.611	18
Geotermica	5,6	5,5	0,1	772	769	3
Eolica	12,2	9,0	3,2	4.748	3.842	906
Solare	0,3	0,2	0,1	232	137	95
Cogenerazione	0,2	0,3	(0,1)	51	82	(31)
Biomassa	0,3	0,3	-	39	44	(5)
Totale	29,5	25,1	4,4	8.471	7.485	986

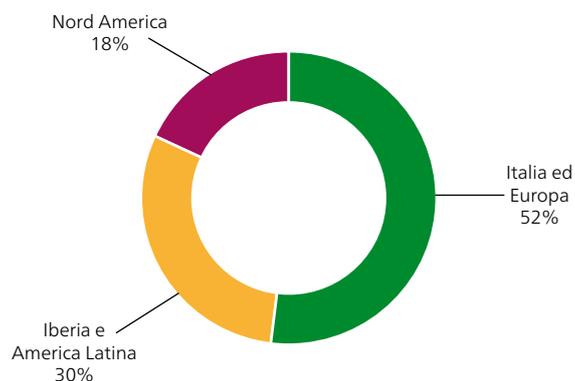
La produzione di energia elettrica del Gruppo nel 2013 è pari a 29,5 TWh, in crescita di 4,4 TWh (+17,5%) rispetto al 2012.

	Produzione di energia (TWh)			
	2013	2012	Variazione	2011
Italia ed Europa	15,3	13,1	2,2	12,6
Iberia e America Latina	8,8	8,1	0,7	7,0
Nord America	5,4	3,9	1,5	2,9
Totale	29,5	25,1	4,4	22,5

In particolare, la crescita del 2013 è principalmente riconducibile all'effetto dell'incremento della produzione eolica (+3,2 TWh), in linea con l'aumento della capacità installata media, e all'incremento della produzione idroelettrica (+1,1 TWh) per effetto della maggiore disponibilità della risorsa.

La produzione di energia elettrica è stata pari a 15,3 TWh nell'area Italia ed Europa (+16,8% rispetto al 2012), 8,8 TWh nell'area Iberia e America Latina (+8,6% rispetto al 2012) e 5,4 TWh nell'area Nord America (+38,5% rispetto al 2012).

	Load factor per tecnologia (%)	
	2013	2012
Idroelettrica	47,4	42,9
Geotermica	82,5	81,3
Eolica	29,3	26,6
Solare	14,5	15,3
Cogenerazione	53,3	45,8
Biomassa	72,8	74,4



Il *load factor* medio del 2013 (ossia il rapporto tra la produzione effettiva e quella teorica) è pari al 39,7% (38,2% nel 2012).

Il miglioramento dell'indice idroelettrico deriva dalla maggiore idraulicità registrata in Italia nel 2013 rispetto al 2012; il miglioramento dell'indice eolico riflette invece sia la maggiore disponibilità della risorsa, principalmente in Iberia, sia l'elevato *load factor* degli impianti installati nel 2012 e nel 2013.

La tabella che segue riporta la ripartizione degli impianti non ancora operativi ("in costruzione" e "autorizzati") per tecnologia e area geografica.

	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero			MW			Numero		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	50	50	-	1	2	(1)	103	-	103	9	-	9
Eolica	679	365	314	13	11	2	-	296	(296)	-	9	(9)
Geotermica	38	26	12	2	4	(2)	-	38	(38)	-	2	(2)
Biomassa	69	-	69	2	-	2	1	-	1	3	-	3
Solare	39	48	(9)	2	18	(16)	61	58	4	2	7	(5)
Totale	875	489	386	20	35	(15)	165	392	(227)	14	18	(4)
di cui:												
- Italia ed Europa	140	61	79	7	24	(17)	2	97	(95)	9	9	-
- Iberia e America Latina	585	403	182	12	9	3	163	292	(129)	5	8	(3)
- Nord America	150	25	125	1	2	(1)	-	3	(3)	-	1	(1)

Al 31 dicembre 2013, il Gruppo disponeva di una *gross pipeline* pari a 20,5 GW (di cui 11,9 GW rientranti nella categoria "potential", 7,1 GW "likely" e 1,5 GW "highly confident")⁽²⁾, di cui 5,1 GW in Europa, 5,0 GW in Nord America e 10,4 GW nei mercati emergenti.

La tabella che segue indica la ripartizione della *pipeline* del Gruppo al 31 dicembre 2013, suddivisa per tecnologia e per COD (*Commercial Operation Date*).

	Gross pipeline (GW)		
	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	0,7	1,2	(0,5)
Geotermica	0,7	0,9	(0,2)
Eolica	15,6	17,7	(2,1)
Solare	3,3	2,7	0,6
Biomassa	0,2	0,2	-
Totale	20,5	22,7	(2,2)
Anno di entrata in esercizio			
≤ 2015	8,9	14,1	(5,2)
> 2015	8,7	8,6	0,1
> 2017	2,9	-	2,9

(2) I progetti in *pipeline* sono così classificati in ragione della relativa stima delle probabilità di successo: (i) "potential": progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 20%. Si tratta di progetti in uno stato iniziale di sviluppo, per i quali è comunque già stata effettuata l'analisi preliminare del sito e avviata un'eventuale *fatal-flow analysis*; (ii) "likely": progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 50%. Si tratta di progetti per i quali sono già disponibili dati preliminari sulla disponibilità della risorsa ed è stato avviato l'iter autorizzativo per l'ottenimento dei permessi necessari alla realizzazione dell'impianto; (iii) "highly confident": i progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 90%. Si tratta di progetti per i quali sono stati già ottenuti i principali permessi o autorizzazioni (per esempio Valutazione di Impatto Ambientale).

Dati economici patrimoniali e finanziari

Restatement dei dati economici e patrimoniali dell'esercizio 2012

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2013 con efficacia retrospettiva, della nuova versione del principio contabile "IAS 19/R - Benefici per i dipendenti", si evidenziano i principali effetti che impattano sui risultati economici e patrimoniali dell'esercizio 2012 inclusi ai soli fini comparativi nel presente Bilancio consolidato:

- > non essendo più applicabile il c.d. "corridor approach", tutti gli utili e le perdite attuariali sono rilevati direttamente a patrimonio netto; pertanto, sono stati rilevati a patrimonio netto gli utili e le perdite attuariali non rilevati in applicazione del predetto metodo (per 4 milioni di euro), con conseguente rettifica delle rispettive passività per benefici ai dipendenti iscritte nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2012. Su entrambe le variazioni sono stati calcolati gli effetti fiscali teorici;
- > non essendo più consentito il differimento della rilevazione contabile a Conto economico del *past service cost*, la quota di costo relativa a prestazioni di lavoro passate non ancora rilevata è stata iscritta interamente nel patrimonio netto, al netto degli effetti fiscali teorici, con contropartita la relativa passività per benefici ai dipendenti. In particolare, tale ultima voce è stata rideterminata al 1° gennaio 2013 anche per tenere conto del *past service cost* non rilevato, pari a 39 milioni di euro, associato al piano di accompagnamento graduale al pensionamento emesso in Italia alla fine del 2012.

Inoltre, i dati di Stato patrimoniale e Conto economico presentati nel Bilancio consolidato 2012 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti:

- > dalla rilevazione in via definitiva, entro i termini previsti dall'IFRS 3/R, del *fair value* delle attività e delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del controllo delle società greche del gruppo Kafireas (possedute precedentemente al 30% e delle quali nel 2012 è stato acquisito un ulteriore 50%) e del 100% delle società Stipa Nayaá e Zopiloapan;
- > dall'adozione di un nuovo criterio di contabilizzazione dei certificati verdi in base al quale i contributi per certificati verdi sono stati riclassificati dalla voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" alla voce "Altri ricavi e proventi" (294 milioni di euro) e il valore dei certificati verdi non ancora accreditati sul conto di proprietà è stato riclassificato dalla voce "Crediti commerciali" alla voce "Altre attività non finanziarie correnti" (71 milioni di euro).

Infine, in data 1° luglio 2013, Enel Green Power ha ceduto alla società della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia del Gruppo Enel, Enel Energia, la partecipazione totalitaria nella società *retail* Enel.si. Pertanto, i risultati di Conto economico realizzati nel primo semestre dalla società ceduta e la plusvalenza da cessione sono stati riclassificati nella linea di Conto economico "Risultati delle *discontinued operations*". Per omogeneità si è proceduto a riclassificare anche i risultati economici relativi all'esercizio 2012, come illustrato nella Nota 4.

Dati economici

Milioni di euro

	2013	2012 restated ⁽¹⁾	Variazione
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	2.778	2.476	302
Margine operativo lordo	1.787	1.626	161
Utile operativo	1.065	930	135
Utile dell'esercizio del Gruppo e di terzi	598	465	133
Utile dell'esercizio del Gruppo ⁽²⁾	528	387	141
Utile netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	0,11	0,08	0,03

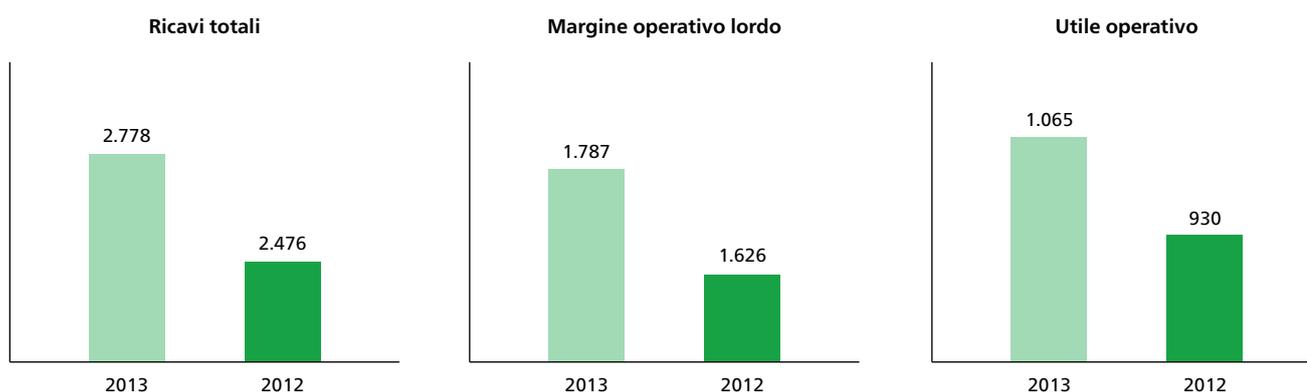
(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

(2) Di cui "Risultato delle *discontinued operations*" rispettivamente pari a 61 milioni di euro nel 2013 e a 0 milioni di euro nel 2012.

Milioni di euro	2013			2012 <i>restated</i>		
	Ricavi ⁽¹⁾	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi ⁽¹⁾	Margine operativo lordo	Utile operativo
Italia ed Europa	1.611	1.044	663	1.433	932	542
Iberia e America Latina	871	497	263	797	497	272
Nord America	363	246	139	300	197	116
Elisioni e rettifiche	(67)	-	-	(54)	-	-
Totale <i>continuing operations</i>	2.778	1.787	1.065	2.476	1.626	930
Retail ⁽²⁾	138	69	61	212	13	3
Totale	2.916	1.856	1.126	2.688	1.639	933

(1) Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*.

(2) *Discontinued operations*.



I **ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity***, pari a 2.778 milioni di euro, evidenziano un incremento di 302 milioni di euro rispetto al 2012 *restated* (+12,2%) come combinazione di un aumento di 328 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.628 milioni di euro nel 2013) e di una riduzione di 26 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 150 milioni di euro nel 2013).

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivo dell'incremento degli incentivi (pari a 198 milioni di euro), deriva principalmente dalla crescita della produzione in Italia ed Europa (170 milioni di euro), in Nord America (90 milioni di euro) e in Iberia e America Latina (68 milioni di euro). I ricavi realizzati in Spagna tengono conto della stima degli effetti della modifica regolatoria introdotta con il Regio Decreto Legge n. 9/2013.

Il **margine operativo lordo**, pari a 1.787 milioni di euro, presenta un aumento di 161 milioni di euro (+9,9%) rispetto al 2012 *restated* ed è stato realizzato principalmente in Italia ed Europa (112 milioni di euro) e Nord America (49 milioni di euro). Tale risultato tiene conto del citato aumento dei ricavi (302 milioni di euro) e della rilevazione nell'esercizio precedente degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla

pensione (39 milioni di euro), effetti parzialmente compensati da un aumento dei costi operativi dovuto principalmente all'incremento dei costi per acquisto energia in America Latina (pari a 54 milioni di euro), all'introduzione di tasse sulla produzione da fonti rinnovabili in Spagna e Grecia (pari a 42 milioni di euro) e alla maggiore capacità installata.

L'**utile operativo** è pari a 1.065 milioni di euro, in aumento di 135 milioni di euro (+14,5%) rispetto ai 930 milioni di euro dell'esercizio precedente.

Il citato aumento del margine operativo lordo è stato infatti parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 26 milioni di euro) riferibile principalmente alla maggiore capacità installata in Nord America e in America Latina.

L'**utile dell'esercizio**, inclusivo del risultato delle *discontinued operations* (61 milioni di euro), è pari a 598 milioni di euro, con un incremento di 133 milioni di euro (+28,6%) rispetto ai 465 milioni di euro del 2012 *restated*. L'incremento dell'utile operativo e della quota dei proventi netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (pari a 17 milioni di euro) è stato infatti parzialmente compensato dall'aumento

degli oneri finanziari netti (pari a 40 milioni di euro) e delle imposte dell'esercizio (pari a 40 milioni di euro). Il risultato delle *discontinued operations* comprende la plusvalenza realizzata dalla cessione di Enel.si, che tiene conto dell'aggiustamento prezzo stimato sulla base delle informazioni disponibili alla data di chiusura (69 milioni di euro), nonché i risultati econo-

mici conseguiti dalla stessa sino alla data di cessione (7 milioni di euro) e l'effetto fiscale (pari a 1 milione di euro).

L'**utile dell'esercizio del Gruppo** è pari a 528 milioni di euro, con un incremento di 141 milioni di euro (+36,4%) rispetto ai 387 milioni di euro del 2012 *restated*.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i> ⁽¹⁾	Variazione
Capitale investito netto ⁽²⁾	13.709	12.567	1.142
Indebitamento finanziario netto	5.446	4.614	832
Patrimonio netto (incluso quote di terzi)	8.263	7.953	310
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	1,46	1,41	0,05
Flusso di cassa da attività operativa	699	1.059	(360)
Investimenti operativi ⁽³⁾	1.249	1.257	(8)

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

(2) Le "Attività nette possedute per la vendita" sono pari a 25 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (non presenti al 31 dicembre 2012).

(3) Valore al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Il **capitale investito netto**, pari a 13.709 milioni di euro (12.567 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated* per il cui dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012"), presenta una variazione di 1.142 milioni di euro dovuta principalmente alla variazione delle attività immobilizzate nette (pari 952 milioni di euro) e del capitale circolante netto (239 milioni di euro).

La variazione delle attività immobilizzate nette è sostanzialmente riconducibile agli investimenti operativi dell'esercizio (1.249 milioni di euro), all'acquisizione del controllo delle società che detengono i progetti americani Chisholm View e Prairie Rose (383 milioni di euro), alla società Parque Eólico Talinay Oriente (127 milioni di euro), all'iscrizione del valore della partecipazione della collegata Buffalo Dunes (69 milioni di euro) e all'effetto della determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte in via provvisoria di alcuni progetti in Nord America (49 milioni di euro) e in via definitiva di alcune controllate in Grecia e Spagna (24 milioni di euro). Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (722 milioni di euro), dagli effetti cambio (258 milioni di euro) e dalla cessione della quota di controllo di Buffalo Dunes (64 milioni di euro).

La variazione del capitale circolante netto è riferibile principalmente alla regolazione finanziaria di maggiori debiti commerciali nel 2013 per effetto degli investimenti operativi realizzati nell'ultimo trimestre 2012.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 5.446 milioni di euro, presenta un incremento di 832 milioni di euro. Al 31 dicembre 2013, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto rapporto *debt to equity*, si attesta a 0,7 (0,6 al 31 dicembre 2012 *restated*), mentre il rapporto indebitamento finanziario netto e margine operativo lordo è pari a 3,0 (2,8 al 31 dicembre 2012 *restated*).

Gli **investimenti operativi** del 2013 sono pari a 1.249 milioni di euro, in diminuzione di 8 milioni di euro rispetto al 2012 *restated*. Tali investimenti si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (539 milioni di euro), in Nord America (131 milioni di euro), in Italia ed Europa (39 milioni di euro) e in Iberia (35 milioni di euro), al settore geotermico in Italia (174 milioni di euro) e in Nord America (51 milioni di euro), al solare in Romania (54 milioni di euro) e in Italia (44 milioni di euro) nonché al settore idroelettrico in Italia (57 milioni di euro) e in America Latina (40 milioni di euro). Si segnala che tale valore è al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Oltre agli investimenti operativi, sono stati effettuati investimenti di natura finanziaria per l'acquisto del 100% della partecipazione nella società che detiene l'impianto cileno Parque Eólico Talinay Oriente (pari a 81 milioni di euro), per l'aumento del capitale della società collegata americana che detiene il progetto Buffalo Dunes (65 milioni di euro), nonché

per l'aumento di capitale effettuato nelle società americane (62 milioni di euro), delle quali successivamente è stato acquisito il controllo. che detengono gli impianti di Chisholm View e Prairie Rose

Dati di sostenibilità

Si riportano di seguito alcuni indicatori che riflettono l'impegno di Enel Green Power nei campi dell'innovazione, della sostenibilità ambientale, della sicurezza sul lavoro e della valorizzazione delle persone.

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Spesa per innovazione tecnologica	16,4	10,4	6,0

Percentuale

	2013	2012	Variazione
Grado di copertura ISO 14001	100,0	84,0	16,0

Migliaia di tonnellate

	2013	2012	Variazione
Emissioni di CO ₂ evitate ⁽¹⁾	16.464,2	14.091,3	2.372,9

Euro

	2013	2012	Variazione
Spesa per la sicurezza per dipendente	17.252,0	23.282,5	(6.030,5)

Numero

	2013	2012	Variazione
Forza lavoro per fasce d'età	3.599	3.512	87
Inf. a 35	1.220	1.154	66
Da 35 a 44	871	828	43
Da 45 a 54	944	991	(47)
Da 55 a 59	404	409	(5)
Oltre 60	160	130	30

Anni

	2013	2012	Variazione
Età media	42,0	42,0	-

(1) Vedi sezione "Analisi degli indicatori di sostenibilità".

Fatti di rilievo del 2013⁽³⁾



2
gennaio

Proroga dei meccanismi di incentivazione in Nord America

L'*American Taxpayer Relief Act* ha prolungato la scadenza dei *Production Tax Credit* (PTC) per l'eolico di un anno e cambiato la scadenza per i PTC per tutte le tecnologie: gli impianti non devono più "entrare in esercizio" entro la data di scadenza, ma "avviare la costruzione" entro il 31 dicembre 2013 per qualificarsi.

9
gennaio

La corte d'Appello di Parigi conferma il lodo del tribunale arbitrale internazionale a favore di Enel Green Power

La Corte d'Appello di Parigi ha confermato il lodo emesso dal Tribunale Arbitrale della ICC (Camera di Commercio Internazionale) in merito al procedimento arbitrale internazionale instaurato da Enel Green Power contro Inversiones Energéticas (INE), suo partner in LaGeo, la *joint venture* per lo sviluppo della geotermia in El Salvador.

I giudici parigini hanno respinto l'appello di INE per l'annullamento del giudizio favorevole a Enel Green Power, confermando che tale giudizio era stato emesso al termine di un giusto processo.

La decisione della Corte d'Appello ha riaffermato il diritto di Enel Green Power di imputare a capitale gli investimenti effettuati in LaGeo, mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa *joint venture*.

18
marzo

Avviati i lavori per la centrale geotermica "Bagnore 4" in Toscana

Sono partiti i lavori per la realizzazione della centrale geotermoelettrica Bagnore 4, nei comuni di Santa Fiora e Arcidosso, in provincia di Grosseto, in Toscana.

Il progetto prevede la realizzazione di due gruppi da 20 MW ciascuno, per una capacità installata totale di 40 MW, in grado di generare, a regime, fino a 310 milioni di kWh di energia all'anno, con un risparmio di 70.000 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio). L'investimento totale previsto per la realizzazione di Bagnore 4, che va ad affiancare quella di Bagnore 3, è di circa 120 milioni di euro.

(3) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

21
marzo

Entrata in esercizio di due nuovi impianti nella provincia di Malaga

Enel Green Power España ha collegato alla rete due nuovi impianti eolici nella provincia di Malaga. Il primo è l'impianto di Angosturas, sito nei comuni di Campillos e Teba, composto da 18 turbine da 2 MW per una capacità installata totale di 36 MW e una energia prodotta stimata in 68 milioni di kWh annui. Il secondo è l'impianto di Madroñales, con una capacità installata di 34 MW, situato nei comuni di Almargen, Campillos e Teba e composto da 17 turbine da 2 MW, con una energia prodotta stimata in 77 milioni di kWh.

25
marzo

Entrata in esercizio del primo impianto eolico in Cile

Enel Green Power ha connesso alla rete il suo primo impianto eolico in Cile, a Talinay, nella regione di Coquimbo. Il parco eolico di Talinay vanta una capacità installata di 90 MW, in grado di generare, a regime, fino a 200 milioni di kWh all'anno. Il nuovo impianto, progettato e sviluppato dalla danese Vestas, è composto da 45 turbine eoliche da 2 MW della stessa azienda danese. La realizzazione dell'impianto di Talinay ha comportato un investimento totale di circa 165 milioni di dollari statunitensi.

8
aprile

Accordo di *equity partnership* con la società di GE Capital EFS Buffalo Dunes

Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA) ha concluso un accordo di *equity partnership* con la controllata di GE Capital, EFS Buffalo Dunes LLC, per lo sviluppo dell'impianto eolico di Buffalo Dunes, nel Kansas.

L'impianto, la cui realizzazione richiede un investimento complessivo di circa 370 milioni di dollari statunitensi, dei quali circa 180 milioni di dollari a carico di EGP-NA, ha una capacità installata totale di 250 MW ed è supportato da un contratto di acquisto a lungo termine dell'energia prodotta (PPA).

In base ai termini dell'accordo, EFS Buffalo Dunes LLC investe

circa 40 milioni di dollari statunitensi per l'acquisizione del 51% del progetto da EGP-NA e il finanziamento della costruzione; EGP-NA, a sua volta, continuerà a detenere il rimanente 49% del progetto con facoltà di esercitare in date specifiche nel 2014 un'opzione per incrementare tale partecipazione del 26%. L'accordo di *equity partnership* è supportato da una *parent company guarantee* di Enel Green Power.

9
maggio

Accordo quadro art. 4 Legge Fornero

Enel ha sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali (OO.SS.) un accordo quadro sulla collocazione in pensione anticipata di dipendenti attraverso lo strumento previsto dall'art. 4 della legge 92 del 2012 (c.d. "Legge Fornero"). A seguito dell'emanazione da parte dei soggetti istituzionali delle indicazioni di carattere attuativo, in data 6 settembre 2013, sono stati sottoscritti con le OO.SS. specifici accordi attuativi in cui si definiscono il numero dei dipendenti interessati, per i quali l'INPS è tenuta a effettuare un'istruttoria al fine di accertare gli effettivi aventi diritto. Sulla base dei dati certificati dall'INPS, il programma di esodo verrà attuato da Enel Green Power nel corso del 2013, del 2014 e con ultima data di accesso all'esodo il 1° gennaio 2015.

22
maggio

Acquisizione del controllo nei parchi eolici di Chisholm View e Prairie Rose

Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA) ha siglato un accordo per l'acquisizione dalla controllata di GE Capital, EFS Chisholm LLC, di un'ulteriore quota del 26% di azioni di classe A della Chisholm View Wind Project LLC, società che gestisce l'impianto eolico da 235 MW di Chisholm View, in Oklahoma, per un corrispettivo di circa 47 milioni di dollari, portando la propria partecipazione in detta società al 75%.

EGP-NA ha anche siglato un accordo per acquisire dalla controllata di GE Capital, EFS Prairie Rose LLC, un'ulteriore quota del 26% di azioni di classe A della Prairie Rose Wind Project LLC, società che gestisce l'impianto eolico da 199 MW di Prairie Rose, in Minnesota, per un totale di 34 milioni di dollari, portando anche in questo caso la propria partecipazione nella società al 75%.

29
maggio

Avviata la costruzione di tre parchi eolici in Brasile

Enel Green Power ha avviato la costruzione di tre nuovi parchi eolici, denominati Curva dos Ventos, Fontes dos Ventos e Modelo, negli Stati brasiliani di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, nel nord-est del Paese.

I tre impianti avranno una capacità installata rispettivamente pari a circa 56 MW, 80 MW e 56 MW e potranno generare, una volta in esercizio, fino a oltre 770 milioni di kWh all'anno. I tre progetti eolici, la cui realizzazione richiederà un investimento totale di 330 milioni di euro, forniranno energia sia al mercato regolato sia al mercato libero sulla base di un "Power Purchase Agreement" (PPA) a lungo termine, che la Società si è aggiudicata nella gara pubblica "Brazilian New Energy" del 2011.

12
giugno

Fusione per incorporazione di Enel Green Power Portoscuso in Enel Green Power SpA

È stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione di Enel Green Power Portoscuso Srl in Enel Green Power SpA, approvato dagli organi sociali di entrambe le società. L'operazione consente di raggiungere una maggiore efficienza operativa e una semplificazione dei processi amministrativi, nonché di beneficiare della conseguente riduzione dei costi di gestione.

Essendo Enel Green Power Portoscuso interamente controllata da Enel Green Power, la fusione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in via semplificata, così come previsto dall'art. 2505 del codice civile e dall'art. 19 dello Statuto sociale. Enel Green Power non ha pertanto provveduto ad alcun aumento del proprio capitale sociale né ha assegnato – ai sensi dell'art. 2504 *ter* del codice civile – azioni in sostituzione della partecipazione detenuta nella società oggetto di incorporazione; detta partecipazione è stata annullata senza scambio in esito alla fusione. Parimenti, non è stata apportata alcuna modifica allo Statuto sociale di Enel Green Power.

L'atto di fusione è stato firmato in data 28 Novembre 2013 e depositato presso il Registro delle Imprese di Roma. Gli effetti reali della fusione decorrono dal 1° dicembre 2013, mentre gli effetti contabili e fiscali saranno imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2013.

17
giugno

Accordo per la cessione di Enel.si

Enel Green Power SpA ed Enel Energia SpA hanno raggiunto un accordo per la cessione dell'intero capitale di Enel.si Srl, società interamente posseduta da Enel Green Power, alla società della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia del Gruppo Enel. L'accordo ha acquisito efficacia in data 1° luglio 2013.

Il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a 92 milioni di euro (soggetto a un aggiustamento prezzo alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione stimato in 11 milioni di euro) ed è stato determinato sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 (pari a circa 76 milioni di euro) e della posizione finanziaria netta della società in pari data (positiva per circa 16 milioni di euro).

Il corrispettivo della cessione è stato versato in un'unica soluzione alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione e determina un conseguente impatto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel Green Power. La plusvalenza realizzata con la cessione delle quote nel capitale sociale di Enel.si è stata riflessa nel risultato da *discontinued operations* del Conto economico avuto riguardo al fatto che la transazione, benché realizzata fra entità del Gruppo Enel, è fondata su presupposti che hanno sostanza economica. Con riferimento alla stima dell'aggiustamento prezzo, si segnala che lo stesso diverrà definitivo solo a conclusione del processo di verifica tra le parti della consistenza di alcune partite specifiche, previsto per il 30 giugno 2014, così come disposto dall'accordo siglato fra le parti.

9
luglio

Accordo di *capital contribution* tra Enel Green Power ed EFS Buffalo Dunes con un consorzio guidato da J.P. Morgan

Enel Green Power North America Development (EGPD) ed EFS Buffalo Dunes, una controllata di GE Capital, hanno firmato un accordo di *capital contribution* con un consorzio guidato da J.P. Morgan. Il consorzio include anche la Wells Fargo Wind Holdings, la Metropolitan Life Insurance Company e la State Street Bank and Trust Company.

In base all'accordo, il consorzio si impegna a finanziare per circa 260 milioni di dollari statunitensi il progetto eolico di Buffalo Dunes. Nel momento in cui il consorzio emette il finanziamento – fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo di *capital contribution* – le parti firmano un *tax equity agreement* per l'impianto eolico di Buffalo Dunes.

Al progetto è associato un contratto d'acquisto a lungo termine dell'energia prodotta dall'impianto.

Enel Green Power ha fornito una *parent company guarantee*, non estesa al ritorno sull'investimento, per gli obblighi della propria controllata derivanti dall'accordo di *capital contribution* e dal *tax equity agreement*.

11
luglio

Standard & Poor's rivede il *rating* a lungo termine a "BBB" e conferma il *rating* a breve termine ad "A-2" di Enel SpA

L'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine della controllante Enel SpA (controllante) a "BBB" (dal precedente "BBB+"). La stessa agenzia ha confermato ad "A-2" il *rating* a breve termine della controllante. L'*outlook* è stabile.

La modifica del *rating* della controllante fa seguito alla revisione del *rating* della Repubblica Italiana recentemente disposta da Standard & Poor's che riflette, tra l'altro, il deterioramento del quadro macroeconomico nel Paese.

L'agenzia osserva infine che l'*outlook* stabile riflette l'attesa che la controllante Enel riesca a raggiungere e mantenere gli obiettivi economico-finanziari commisurati al livello attuale di *rating*, grazie alla strategia di riduzione dell'indebitamento, al significativo contributo delle attività regolate e alla opportuna diversificazione sotto il profilo geografico e tecnologico attuata nei Paesi extraeuropei.

Tale *downgrade* non comporterà impatti significativi né sul costo del debito in essere, né su quello connesso al nuovo de-

bito, anche in relazione alla scarsa volatilità degli *spread* sul mercato secondario delle obbligazioni emesse dalla controllante, i cui prezzi riflettevano già il *rating* emesso da Moody's ("Baa2"), ora allineato a quello di Standard & Poor's ("BBB").

Con riferimento ai contratti di finanziamento erogati dalla BEI, si precisa che, solo per alcuni di essi (per un importo pari a circa 535 milioni di euro), le clausole relative ai *covenant* comportano l'impegno da parte delle società del Gruppo Enel Green Power beneficiarie di effettuare la rinegoziazione degli stessi o, alternativamente, di fornire apposite garanzie bancarie. In tal senso, Enel Green Power, in coordinamento con la controllante Enel, ha avviato l'attività di rinegoziazione il cui esito non ha comportato significativi impatti sul costo del debito, né il rimborso anticipato del debito stesso.

Relativamente agli altri principali contratti di finanziamento, non sono presenti clausole di rimborso anticipato direttamente collegate al livello di *rating*.

12
luglio

Modifiche regolatorie intervenute in Spagna con il Regio Decreto Legge n. 9/2013

Il Governo spagnolo ha approvato il Regio Decreto Legge n. 9/2013, che introduce una serie di misure volte a garantire la stabilità finanziaria del sistema elettrico locale. Alcune delle misure introdotte con il menzionato decreto modificano le attuali modalità di remunerazione delle attività di generazione da fonti rinnovabili, passando da uno schema a *feed-in tariff* a uno schema che garantisce un rendimento predefinito del capitale investito, basato su una "remunerazione ragionevole" come definita dal legislatore, garantita attraverso una eventuale integrazione ai ricavi, nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a raggiungere tale livello di "remunerazione ragionevole". L'attuazione delle misure contenute nel citato Regio Decreto Legge, sebbene risultino immediatamente esecutive a partire dalla data di pubblicazione nel BOE (*Boletín Oficial del Estado*), richiede l'emanazione di una serie di provvedimenti ministeriali attuativi che definiranno le relative modalità applicative.

Il 15 gennaio 2014 la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (di seguito CNMC) spagnola ha pubblicato un documento sul Regio Decreto Legge n. 9/2013. Nel documento la CNMC ha sottolineato che, tenuto conto della complessità del modello proposto, la quantificazione dell'impatto non può ragionevolmente prescindere dall'emanazione dei relativi provvedimenti ministeriali.

In data 31 gennaio 2014 il Ministero dell'Industria ha inviato alla CNMC e alle società, comunità autonome e associazioni dei consumatori interessate dalla riforma la bozza degli ordini ministeriali che definiscono la nuova remunerazione per le attività di generazione da fonti rinnovabili. Il documento propone più di 1.600 standard di impianti rinnovabili.

Entro il 26 febbraio 2014 sono stati presentati commenti al documento, solo relativamente alle assunzioni "tecniche" (*load factor*, investimenti standard ecc.), all'applicabilità del modello e al livello definito di "remunerazione ragionevole". La pubblicazione del documento definitivo non è quindi prevista prima di metà marzo 2014.

Il Gruppo Enel Green Power ha tenuto conto dei minori valori di remunerazione contenuti nella bozza dei provvedimenti attuativi sopra citati ai fini della determinazione dei ricavi per vendita di energia e della correlata tassa del 7% sull'energia prodotta, con un impatto netto sul margine operativo lordo del Gruppo Enel Green Power di circa 20 milioni di euro; tale imputazione, infatti, prende in considerazione l'applicazione, a far data dal 14 luglio 2013, della nuova normativa prevista dal Regio Decreto Legge n. 9/2013.

Coerentemente, si è inoltre tenuto conto dell'impatto di tali provvedimenti sui flussi di cassa attesi nell'ambito delle procedure di *impairment*; non sono emerse perdite di valore a fronte di un valore d'uso della *cash generating unit* (CGU) "Enel Green Power España" di entità tale da poter anche assorbire ragionevoli oscillazioni delle principali variabili utilizzate per stimare il valore d'uso.

18
luglio

Accordi a lungo termine per la fornitura di energia eolica in Messico

Enel Green Power, tramite le società controllate Enel Green Power México Srl de Cv e Dominica Energía Limpia Srl de Cv, ha raggiunto due accordi di fornitura di energia – "Power Purchase Agreement" (PPA) – con Delphi Automotive PLC, azienda leader nella fornitura del settore auto, e con Banamex, primaria banca del Messico. I contratti di fornitura a lungo termine hanno un valore complessivo di circa 485 milioni di dollari statunitensi.

L'energia venduta proverrà dal nuovo impianto eolico di Dominica, con capacità installata di 100 MW, che richiederà un investimento di circa 196 milioni di dollari statunitensi.

4
settembre

Enel Green Power si aggiudica 102 MW idroelettrici in Brasile

Enel Green Power si è aggiudicata dei contratti di fornitura di energia con tre progetti idroelettrici per un totale di 102 MW di capacità, nell'ambito della prima gara pubblica "New Energy Auction" del 2013, denominata "A-5", in Brasile. I tre progetti – Salto Apiacás, Cabeza de Boi e Fazenda – sono ubicati nello Stato centro-occidentale brasiliano del Mato Grosso e sono vicini tra loro.

I tre impianti, la cui realizzazione richiede un investimento complessivo di circa 248 milioni di dollari statunitensi, una volta in esercizio saranno in grado di produrre fino a circa 490 GWh all'anno di energia sostenibile, incontrando così la grande domanda di nuova energia elettrica del Paese, che è stimata crescere a un tasso medio annuo del 4% fino al 2020. I contratti di fornitura che Enel Green Power si è aggiudicata hanno durata trentennale e prevedono la vendita di determinati volumi di energia prodotta dai tre impianti a un *pool* di società di distribuzione operanti sul mercato regolato brasiliano.

30
ottobre

Gara Sudafricana

Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere contratti per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per 314 MWp di progetti fotovoltaici e 199 MW di progetti eolici (per un totale di 513 MW) nella terza fase della gara dell'IPP (*Independent Power Producer*) sulle energie rinnovabili, promossa dal Governo sudafricano.

I progetti rappresentano rispettivamente più del 65% e del 25% dell'ammontare totale del fotovoltaico ed eolico aggiudicato a oggi nella terza fase di gara.

In linea con le regole del programma dell'IPP per le energie rinnovabili, Enel Green Power ha partecipato alla gara con società veicolo, detenendone una quota di controllo pari al 60%, in partnership con importanti *player* locali. I quattro progetti fotovoltaici (Aurora, Tom Burke, Paleisheweul e Pulida) saranno situati nelle regioni di Northern Cape, Western Cape, Free State e Limpopo, nelle aree a più alta concentrazione di irraggiamento solare. I due progetti eolici (Gibson Bay e Cookhouse) saranno realizzati nella regione di Eastern Cape, in aree che offrono

una grandissima disponibilità di risorsa eolica. Non appena completati, i sei nuovi progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 630 milioni di euro, saranno in grado di generare più di 1.300 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente. I progetti saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2016. Questo risultato è in linea con gli obiettivi di crescita strategica di Enel Green Power nei nuovi Paesi emergenti, così come previsto dal Piano Industriale 2013-2017.

Gli impianti fotovoltaici sono stati progettati con i moduli a *film* sottile prodotti da 3SUN, la *joint venture* paritetica tra Enel Green Power, STMicroelectronics e Sharp.

I nuovi progetti andranno ad aggiungersi a quello che una controllata di ESSE – la *joint venture* paritetica tra Enel Green Power e Sharp – sta attualmente costruendo nel Paese, a Upington.

12
novembre

Al via i lavori per un nuovo parco eolico in Messico

Energías Renovables La Mata SAPI de Cv, società controllata da Enel Green Power México Srl de Cv, ha avviato i lavori per la costruzione, nello Stato di Oaxaca, del nuovo parco eolico di Sureste I-Phase II. L'impianto, composto da 34 turbine eoliche da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 102 MW, sarà completato nel corso del secondo semestre 2014 e, una volta in esercizio, sarà in grado di generare fino a 390 GWh all'anno. La realizzazione del parco eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel Piano Industriale 2013-2017 di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 160 milioni di dollari statunitensi. Nel giugno 2013, Enel Green Power, attraverso Enel Green Power México Srl de Cv, ha stipulato con il gruppo finanziario BBVA Bancomer un contratto di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi. Parte di questo finanziamento sarà destinato alla realizzazione del nuovo impianto. Enel Green Power si è aggiudicata la realizzazione di Sureste I-Phase II in una gara pubblica indetta dalla *Comisión Federal de Electricidad* (CFE). Al progetto è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dall'impianto (PPA) che sarà consegnata alla rete di trasmissione attraverso una sottostazione elettrica, situata in prossimità dell'impianto.

21
novembre

Avviata la costruzione di un nuovo impianto eolico negli Stati Uniti

Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA), ha avviato i lavori per la realizzazione del progetto eolico Origin, nelle contee di Murray e Carter, in Oklahoma. Il nuovo impianto, che avrà una capacità installata totale di 150 MW, sarà in grado di generare fino a 650 GWh di elettricità all'anno. Il parco eolico Origin, detenuto da Origin Wind Energy LLC, società controllata da EGP-NA, è previsto che venga completato ed entri in esercizio entro la fine del 2014. La realizzazione del parco eolico richiede un investimento complessivo di circa 250 milioni di dollari statunitensi.

Al progetto è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia che sarà prodotta dall'impianto (PPA). Il progetto detiene le caratteristiche necessarie alla qualificazione per l'ottenimento di *Production Tax Credit* (PTC), incentivi di natura fiscale previsti dalla normativa statunitense in favore dei produttori di energia da fonte rinnovabile.

27
novembre

Entrata in esercizio della centrale geotermica di Cove Fort nello Utah

Enel Green Power ha completato e collegato alla rete la centrale geotermica di Cove Fort, nello Stato dello Utah, che, con una capacità installata di 25 MW, sarà in grado di generare, a regime, fino a 160 GWh ogni anno. La realizzazione dell'impianto, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel Piano Industriale 2013-2017 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di circa 126 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

All'impianto di Cove Fort è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta (PPA), concluso con la società Salt River Project.

29
novembre

Enel Green Power si aggiudica contratti pluriennali di fornitura di energia al mercato regolato cileno

Il Gruppo Enel Green Power, nell'ambito della gara pubblica cilena "SIC 2013/01", si è aggiudicato il diritto di concludere contratti pluriennali di fornitura di energia per un massimo di 4.159 GWh per l'intera durata dei contratti, con un *pool* di società di distribuzione operanti sul mercato regolato cileno. La fornitura, a un prezzo di 128 dollari statunitensi al MWh, con inizio nel corso del mese di dicembre 2013, durerà sino al 2024 e sarà assicurata da un impianto già in esercizio e successivamente da tre nuovi impianti – due solari fotovoltaici e un eolico – che avranno una capacità installata complessiva di 161 MW e saranno localizzati nel Sistema Interconnesso Centrale (SIC).

I nuovi impianti saranno costruiti ed entreranno in esercizio entro il primo semestre 2015.

La realizzazione dei tre impianti richiede un investimento complessivo di 320 milioni di dollari statunitensi, finanziato con risorse proprie del Gruppo Enel Green Power. Tale risultato è in linea con gli obiettivi di crescita strategica di Enel Green Power così come previsto dal Piano Industriale 2013-2017.

2
dicembre

Accordo di finanziamento con BEI a parziale copertura di investimenti in Romania

La Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ed Enel Green Power International BV, *holding* finanziaria e di partecipazione delle società estere del Gruppo Enel Green Power, hanno concluso un'operazione di finanziamento di 200 milioni di euro a parziale copertura degli investimenti di alcuni parchi eolici in Romania, nelle regioni di Banat e Dobrogea. Il finanziamento, con una durata di 15 anni e un preammortamento fino a due anni e mezzo, presenta condizioni economiche competitive

rispetto al *benchmark* di mercato ed è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata, su richiesta di Enel Green Power SpA, dalla società controllante Enel SpA. Il rilascio della garanzia beneficia dell'esenzione dall'applicazione della Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate adottata da Enel Green Power SpA, in quanto operazione ordinaria di maggiore rilevanza a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard. Le condizioni della garanzia, infatti, sono in linea con quelle generalmente riconosciute da Enel Green Power SpA a primari istituti bancari per analogo importo e durata.

11
dicembre

Avvio della costruzione di un nuovo impianto eolico in Messico

Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione in Messico del nuovo parco eolico di Dominica I. L'impianto, situato nel Municipio di Charcas e detenuto da Dominica Energía Limpia Srl de Cv, società controllata da Enel Green Power México Srl de Cv, è il primo parco eolico nello Stato di San Luis Potosí e sarà composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 100 MW.

Dominica I, che sarà completato ed entrerà in esercizio nel corso del secondo semestre 2014, sarà così in grado di generare, una volta in esercizio, fino a 260 GWh all'anno. La realizzazione del parco eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel Piano Industriale 2013-2017 di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 196 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

Al progetto sono associati due accordi di fornitura di energia, a lungo termine (PPA), per un valore complessivo di circa 485 milioni di dollari statunitensi.

17
dicembre

Modifica regolatoria del
meccanismo dei certificati verdi
in Romania

L'ordinanza EGO n. 57/2013 di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi (CV), emessa nel mese di giugno, è stata approvata definitivamente stabilendo la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

27
dicembre

Entrata in esercizio del parco
eolico di Valle de los Vientos in
Cile

Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Valle de los Vientos, nella II regione di Antofagasta, in Cile. Il nuovo impianto, detenuto da Parque Eólico Valle de los Vientos SA, società controllata da Enel Green Power Chile Ltda, e costituito da 45 turbine eoliche da 2 MW ciascuna, ha una capacità totale installata di 90 MW e produrrà a regime fino a oltre 200 GWh all'anno.

La realizzazione del parco eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel Piano Industriale 2013-2017 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di circa 170 milioni di dollari statunitensi. Parte di questo investimento è coperto da una quota del finanziamento che Enel Green Power, attraverso Enel Green Power International BV, ha stipulato con la Export Credit Agency danese (EKF) e Citi, quest'ultima quale unica *lead arranger* e *agent*.

A Valle de los Vientos è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dall'impianto (PPA).



Scenario di riferimento

Enel Green Power e i mercati finanziari

	2013	2012 restated
Margine operativo lordo del Gruppo per azione (euro)	0,36	0,33
Utile operativo del Gruppo per azione (euro)	0,21	0,19
Utile netto del Gruppo per azione (euro)	0,11	0,08
Dividendo unitario (centesimi di euro)	3,20	2,59
Pay-out ratio ⁽¹⁾ (%)	30	30
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	1,46	1,41
Prezzo massimo dell'anno (euro)	1,84	1,66
Prezzo minimo dell'anno (euro)	1,36	1,02
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	1,75	1,36
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	8.770	6.799
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	5.000	5.000

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

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

Peso azioni Enel Green Power	Corrente ⁽¹⁾
su indice FTSE-MIB	1,21%
su indice STOXX Europe 600 Utilities	1,07%
Bloomberg World Energy Alternative Sources	17,33%

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2014.

Il 2013 è stato caratterizzato da un andamento positivo dei mercati finanziari nelle principali economie occidentali. Gli indici azionari europei hanno infatti ritoccato i massimi degli ultimi due anni superando, in alcuni casi, i valori registrati prima della crisi avviata nel 2008. La prima parte dell'anno è stata segnata da una fase di incertezza legata agli sviluppi della politica di bilancio negli Stati Uniti. Dopo aver evitato sul finire del 2012 i tagli automatici alla spesa pubblica, il cosiddetto *fiscal cliff*, il Congresso statunitense si è trovato di fronte al tema del raggiungimento del tetto del debito pubblico. Il ritardo nella definizione di un accordo sull'innalzamento temporaneo del livello massimo di indebitamento, siglato solo nella seconda metà del mese di ottobre, ha infatti determinato la chiusura di alcuni uffici pubblici causando, secondo le stime di alcuni analisti, perdite per miliardi di dollari. Tuttavia, l'incertezza è stata solo parzialmente dissipata dal suddetto accordo poiché questo ha di fatto posticipato un'eventuale soluzione al primo trimestre del 2014. Il primo semestre ha anche registrato un rallentamento dei ritmi di crescita di alcune economie emergenti. In particolare, il tasso di crescita del PIL cinese si è ridotto nei primi due trimestri dell'anno, attestandosi al 7,7% nel

primo trimestre e al 7,5% nel secondo (rispetto al 7,9% registrato nel quarto trimestre del 2012). In tale contesto, tuttavia, i mercati finanziari hanno registrato una performance positiva già nel primo semestre dell'anno, sostenuti dalle politiche monetarie espansive adottate dalle principali banche centrali mondiali. Nel mese di maggio, la Banca Centrale Europea (BCE) ha confermato la propria politica monetaria riducendo il tasso sulle principali operazioni di rifinanziamento (ridotto di 25 punti base, allo 0,5%). Tra i principali indici europei, solo l'indice azionario italiano e quello spagnolo hanno registrato performance negative nella prima metà dell'anno (rispettivamente -6,4% e -5%) per effetto delle rinnovate tensioni derivanti dalle incertezze sulla stabilità del settore bancario cipriota. La crisi cipriota si è riflessa nell'innalzamento degli *spread*, ovvero dei differenziali di rendimento dei titoli decennali italiani e spagnoli rispetto a quelli tedeschi. Il mercato italiano ha inoltre risentito del rischio di un declassamento del merito di credito dello Stato italiano da parte dell'agenzia di *rating* Moody's nonché dell'incertezza connessa al risultato delle elezioni politiche di febbraio. Lo *spread* sui titoli italiani è quindi risalito fino a sfiorare i 350 punti base nel mese di marzo per poi

diminuire a partire dal mese di aprile in scia a una decrescente riduzione dell'incertezza politica in seguito alla costituzione di un governo "di larghe intese".

I mercati finanziari hanno accelerato nella seconda metà dell'anno per effetto del miglioramento delle prospettive di crescita nell'area dell'euro e in scia a segnali positivi provenienti dagli Stati Uniti. Il PIL statunitense ha continuato a crescere nella seconda metà del 2013 e le condizioni del mercato del lavoro sono migliorate, con il tasso di disoccupazione sceso nel mese di dicembre sotto la soglia del 7%. La volatilità dei mercati, pur mantenendosi a livelli modesti, è aumentata nel secondo semestre per effetto delle tensioni derivanti dai timori di una anticipata riduzione delle misure di stimolo da parte delle banche centrali. La *Federal Reserve* (FED), la banca centrale statunitense, ha tuttavia confermato il proprio programma di sostegno all'economia mantenendo inalterato il programma di acquisto di titoli governativi. Solo sul finire d'anno la FED ha ridotto moderatamente il proprio supporto confermando, altresì, che la politica monetaria rimarrà espansiva per un periodo di tempo prolungato. Anche la BCE ha confermato la propria politica monetaria espansiva riducendo ulteriormente il tasso di riferimento sulle operazioni di rifinanziamento principali, portandolo al minimo storico dello 0,25%.

L'accelerazione dei principali listini europei nella seconda metà dell'anno è anche testimoniata dal confronto tra i rendimenti dei principali indici azionari nel primo e secondo semestre:

- > Milano: -6,4% nel primo semestre, +24,5% nel secondo semestre, +16,6% su base annua.
- > Londra: +5,4% nel primo semestre, +8,6% nel secondo semestre, +14,4% su base annua.
- > Parigi: +2,7% nel primo semestre, +14,9% nel secondo semestre, +18,0% su base annua.
- > Francoforte: +4,6% nel primo semestre, +20,0% nel secondo semestre, +25,5% su base annua.
- > Madrid: -5,0% nel primo semestre, +27,7% nel secondo semestre, +21,4% su base annua.

Per quanto concerne i titoli del comparto *utilities*, l'andamento ha seguito le stesse dinamiche dei principali indici azionari con una iniziale fase di incertezza e un'accelerazione nella seconda parte dell'anno. Lo STOXX Europe 600 Utilities ha registrato un calo nella prima metà dell'anno (-3,5%) per poi

chiudere il 2013 in territorio positivo (+11,3% nel secondo semestre, +7,5% su base annua). La buona performance nella seconda parte dell'anno è stata sostenuta da un miglioramento delle condizioni macroeconomiche nell'area dell'euro che si è tradotta in una riduzione dei premi per il rischio sui titoli governativi a lungo termine. In particolare, il calo dello *spread* sui titoli decennali italiani e spagnoli ha supportato i corsi azionari delle società quotate sui listini di entrambi i Paesi. Le *utilities* maggiormente esposte al mercato spagnolo hanno inoltre risentito dell'incertezza regolamentare derivante dalla riforma del mercato elettrico del Paese. Il Governo iberico, infatti, al fine di risolvere lo strutturale deficit tariffario che caratterizza il mercato elettrico, ha emanato, nel luglio del 2013, il già citato Regio Decreto Legge n. 9/2013 con il quale ha introdotto una serie di misure volte a garantire la stabilità finanziaria del sistema. La mancata emanazione dei provvedimenti attuativi entro la fine dell'anno e la conseguente incertezza regolamentare hanno pesato negativamente sull'andamento dei corsi azionari delle società esposte sul mercato spagnolo, aumentandone al contempo la volatilità. Per quanto concerne il titolo Enel Green Power, l'andamento è stato positivo sia nella prima sia nella seconda parte dell'anno consentendo di chiudere il 2013 con un rendimento al di sopra del 30%, migliore rispetto a quello di tutti i principali listini europei. In particolare, nella prima parte dell'anno, il titolo ha beneficiato dell'estensione degli incentivi fiscali previsti per la realizzazione di impianti eolici negli Stati Uniti, i cosiddetti *Production Tax Credit* (PTC), che ha consentito di compensare gli effetti negativi derivanti dall'incerto quadro politico italiano e dalla suddetta riforma del mercato energetico spagnolo. Alla fine di aprile, il valore di mercato delle azioni Enel Green Power è ritornato al di sopra del prezzo di quotazione, pari a 1,60 euro per azione.

Per ulteriori informazioni, si rimanda al sito web istituzionale (www.enelgreenpower.com) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enelgreenpower.com/it-IT/media_investor) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre che aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance. Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +390683058721) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +390683059104; iregp@enel.com).

Il contesto economico energetico nel 2013

Andamento economico

Il 2013 è stato caratterizzato da un miglioramento nello scenario economico globale. L'implementazione di riforme strutturali in alcuni Paesi europei e la ripresa delle esportazioni in altri hanno determinato segnali di ripresa manifestatisi in un notevole rallentamento dello *spread* nei confronti del Bund tedesco, nonché in taluni casi nel ritorno del segno positivo nella crescita del PIL, dopo anni di stagnazione economica e recessione diffusa. In Europa il 2013 ha confermato l'uscita della recessione, con Paesi che registrano una crescita positiva del PIL e altri che registrano un PIL ancora in recessione sebbene migliore rispetto ai livelli del 2012: Irlanda (0,5%), Spagna (-1,2%), Italia (-1,8% rispetto al valore del 2012 di -2,5%), Grecia (-3,6% rispetto a un -6,4% del 2012) e Portogallo (-1,5% rispetto al -3,2% dello scorso anno).

Per quanto riguarda gli Stati Uniti (+1,9% nel 2013 rispetto al +2,8% del 2012), la riduzione delle incertezze connesse al decremento del *quantitative easing* e la proroga concessa alla trattativa su bilancio e debito pubblico hanno dato maggiore respiro al mercato finanziario, con ripercussioni positive sull'economia reale e i livelli di occupazione. Anche i Paesi del Sud America hanno registrato buone performance (Argentina +5,5%, Brasile +2,1%, Cile +4,0%, Colombia +4,0%, Perù +5,0%), sebbene verso la fine dell'anno i tassi di crescita siano stati caratterizzati da una maggiore volatilità per l'improvviso ritiro di flussi monetari provenienti dalle economie industrializzate. Analoga crescita si rileva anche in Cina (+7,7% nel 2013), Paese che rimane comunque alle prese con problemi ambientali ed eccessi di credito che potrebbero frenare lo sviluppo futuro. Si rilevano inoltre il recupero economico del Regno Unito (+1,9% nel 2013), grazie ai consumi privati e pubblici che rimangono robusti sostenendo una crescita sempre più solida, e del Giappone (+1,7% nel 2013), che ha comunque registrato un affievolimento dei consumi e investimenti privati a vantaggio della componente pubblica, che registra notevoli progressi. I Paesi dell'Est rimangono ancora caratterizzati da importanti squilibri sociali, da assetti istituzionali fragili e da modelli economici che dovranno verificare la loro affidabilità

per una crescita duratura di lungo periodo (Slovacchia +1,9% e Russia +1,3% nel 2013).

Il tasso di inflazione in Europa, nella seconda parte del 2013 è sceso passando da una media del 2,3% nel 2012 a una media dell'1,3% nel 2013. Più in generale è comunque possibile notare come la ripresa non sia rimasta circoscritta ai Paesi europei ma, sebbene rimanga frammentata e disomogenea, abbia comunque coinvolto sia le economie industrializzate (+1,3%) sia quelle emergenti (+4,7%).

La domanda di liquidità delle banche nel 2013 ha spinto l'Euribor a tre mesi a notevoli riduzioni, registrando nell'anno un valore medio di 0,22%, valore assai inferiore a quello registrato nel 2012 (0,57%). Nei mercati dei cambi, il rapporto euro/dollaro è passato da una media dell'1,29 nel 2012 a una media dell'1,33 nel 2013. Tale incremento è principalmente attribuibile sia ai flussi di denaro verso i Paesi periferici europei sia al rialzo del tasso Euribor a tre mesi rispetto al valore registrato sul finire del 2012 (0,19). Tale valore risulta maggiore sia rispetto all'USD Libor sia al tasso *policy* della Banca Centrale Europea (BCE). Con il fine di agevolare l'accesso al credito degli investitori istituzionali e sostenere il livello degli investimenti, la BCE ha portato allo 0,25% il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principale. Sui mercati azionari internazionali gli indici hanno realizzato guadagni per l'intero 2013 pari a circa il doppio dell'anno precedente grazie all'andamento particolarmente favorevole nella seconda parte dell'anno in seguito alla pubblicazione dei dati macroeconomici positivi e alla prosecuzione di politiche monetarie espansive. A titolo di esempio si pensi che l'indice statunitense è incrementato del 29,9% e quello giapponese del 51,9%, quest'ultimo certamente favorito dalle politiche economiche ultra espansive messe in campo dal Governo.

Nella seguente tabella sono evidenziati i tassi di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel Green Power tramite le sue controllate.

Incremento annuo PIL in termini reali

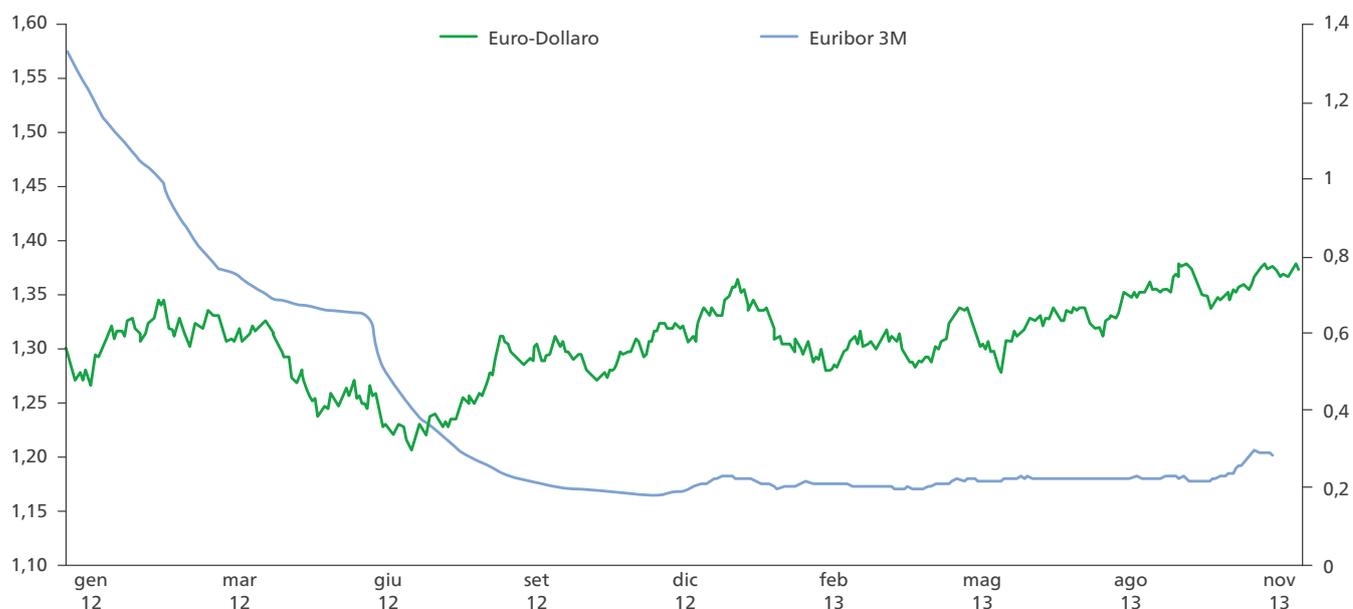
%

	2013	2012
Italia	-1,8	-2,6
Spagna	-1,2	-1,6
Portogallo	-1,5	-3,2
Grecia	-3,6	-6,4
Francia	0,2	-
Bulgaria	0,8	0,8
Romania	3,5	0,7
Brasile	2,1	1,0
Cile	4,0	5,6
Colombia	4,0	4,2
Messico	1,3	3,9
Perù	5,0	6,3
Canada	1,8	1,7
USA	1,9	2,8

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

Andamento dei principali indicatori di mercato

Mercato monetario

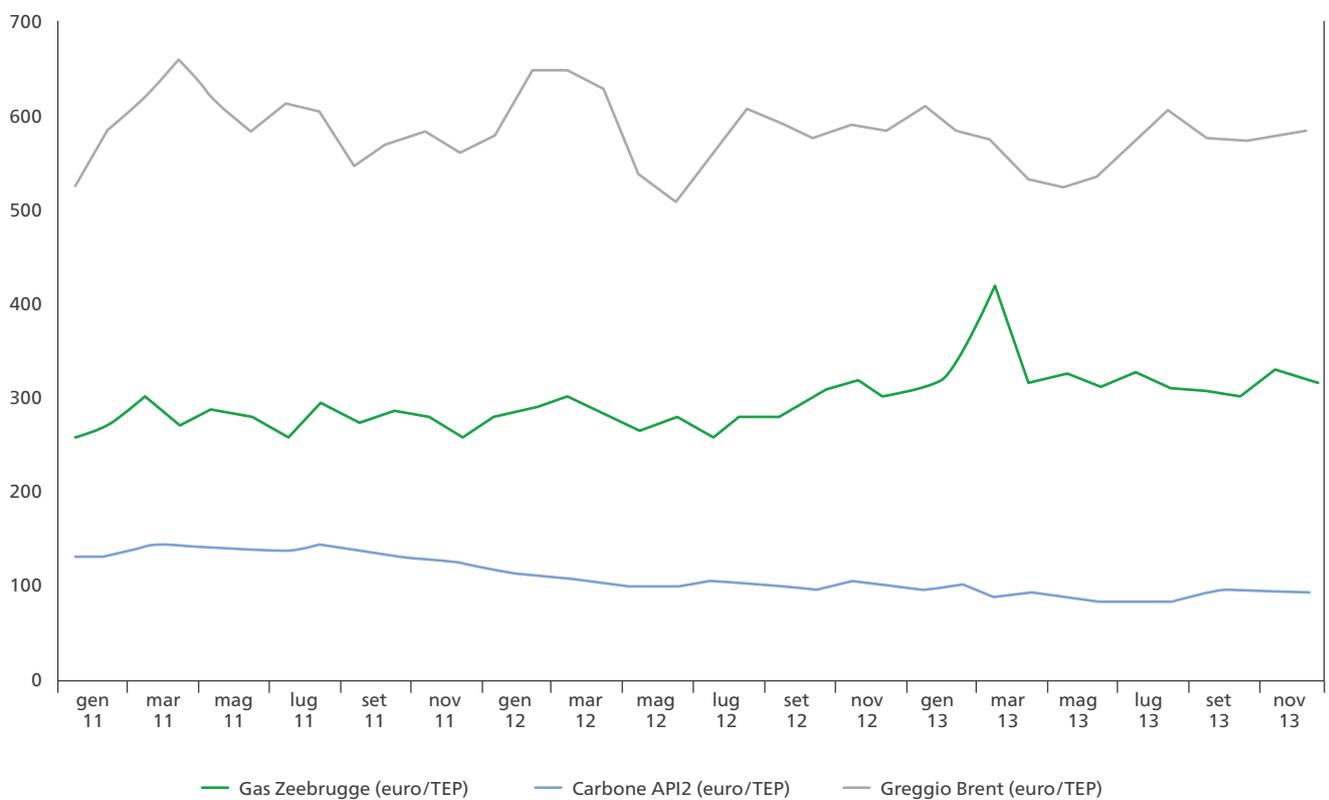


Le quotazioni internazionali delle *commodity*

Nel corso del 2013, nonostante un contesto macroeconomico ancora debole, il consumo mondiale di petrolio è continuato a crescere a tassi sostenuti: +1,3% rispetto al 2012 (+1,1% tra il 2011 e il 2012), contro lo 0,8% medio annuo registrato nel periodo 2008-2011. A giustificare tale incremento è soprattutto l'aumento della domanda nelle economie in via di sviluppo dei Paesi non-OECD (+1,2 milioni di barili/giorno), mentre nei paesi OECD la domanda resta pressoché invariata rispetto al 2012.

Lato offerta, nel 2013 si registra un aumento nell'offerta mondiale di petrolio pari a circa l'1%, pur se in misura ridotta rispetto al forte incremento registrato nel 2012. A guidare la crescita è l'importante incremento della produzione nordamericana: +8%, proseguendo il trend iniziato nel 2009, e riportando l'offerta americana ai valori dei primi anni Novanta. Escludendo l'aumento della produzione di petrolio in Nord America e il limitato calo in Europa e Africa, la produzione nei Paesi non-OPEC è rimasta praticamente invariata dal 2010 a oggi.

Quotazioni delle *commodity*



Il prezzo del petrolio, nonostante alcuni segnali di parziale allentamento delle tensioni mediorientali, rimane nel 2013 su valori elevati e prossimi ai 110 dollari statunitensi/bbl. Il recente accordo fra le sei principali potenze mondiali e l'Iran, che impegna il Paese mediorientale ad accantonare progetti e processi di arricchimento dell'uranio oltre il 5%, potrebbe portare nel corso dei prossimi mesi a una revisione dell'embargo in atto sui prodotti petroliferi. Il mercato non ha però in alcun modo reagito alla notizia, ma sembra più focalizzato sull'andamento di breve termine dei fondamentali: infatti, nonostante i dati sulle scorte mostrino un mercato statunitense ben

rifornito, la produzione libica continua a soffrire di interruzioni legati alla delicata situazione interna. La ripresa dei prezzi del petrolio determina variazioni positive anche per i prodotti raffinati. Sia sul versante europeo sia su quello nordamericano i prezzi di gasoli e benzine hanno registrato variazioni positive comprese fra l'1% e il 3%.

Infine, l'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+3% rispetto al 2012) ha determinato una discesa delle quotazioni petrolifere espresse in euro.

Il 2013 ribadisce l'importanza del carbone nel mix energetico internazionale, con un aumento dei consumi mondiali in

tutti i Paesi OECD a eccezione del Nord America, a causa della sostituzione del carbone a favore del gas a basso costo nella generazione elettrica.

Il prezzo medio del carbone con *delivery* al nolo di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (CIM ARA CIF) registra livelli inferiori rispetto al 2012: 82 dollari statunitensi/tonnellata nel 2013, circa 10 dollari in meno, proseguendo il trend a ribasso in corso dopo i massimi del 2010. I primi segnali di ripresa economica in Europa e prospettive positive circa l'andamento nel 2014 stanno determinando un, seppur modesto, incremento nelle quotazioni. Il mercato rimane tuttavia molto debole, soprattutto a causa dell'elevata competizione con il gas negli Stati Uniti e i timori che i Paesi emergenti non riescano nel medio termine a sostenere tassi di crescita in linea con quanto osservato a partire dagli anni 2000.

Nonostante l'andamento dell'economia mondiale, si registra nel 2013 una crescita dei consumi di gas tendenzialmente in

linea con l'ultimo decennio, senza particolari differenze tra le economie avanzate e i Paesi emergenti. All'incremento della domanda si affianca un aumento della produzione in tutte e tre le macroaree OECD.

Nel mercato del gas italiano, la contemporanea debolezza della domanda (in particolare per gli usi termoelettrici) e la lieve risalita dei prezzi in Nord Europa hanno determinato nel 2013 una convergenza del prezzo *spot* italiano a quello delle Borse europee. Il prezzo *spot* del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge passa infatti da 25 euro/MWh nel 2012 a 27 euro/MWh nel 2013, registrando una crescita dell'8%, diminuendo così il differenziale di prezzo con il gas italiano PSV da 3 euro/MWh a 1 euro/MWh.

L'indicizzazione ai prodotti petroliferi continua a essere un elemento importante dei contratti europei, anche se il legame si è ridotto negli ultimi anni con il costante indebolimento della domanda, e si fanno sempre più strada meccanismi tipici del mercato del compratore.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2013	2012	Variazione
Italia	317.144	328.220	-3,4%
Spagna	246.206	251.850	-2,2%
Portogallo	49.057	50.495	-2,9%
Francia	494.986	489.520	1,1%
Grecia	46.451	50.290	-7,6%
Bulgaria	32.192	32.463	-0,8%
Romania ⁽¹⁾	36.665	39.202	-6,5%
Brasile	565.065	546.595	3,4%
Cile ⁽²⁾	49.343	47.340	4,2%
Colombia	60.885	59.435	2,4%
Perù	39.789	37.321	6,6%
USA ⁽³⁾	3.689.294	3.686.777	0,1%

(1) Dato al 30 settembre 2013 e 2012.

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

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali. In particolare, in Italia (-3,4%), Spagna (-2,2%), Grecia (-7,6%) e Portogallo (-2,9%) la performance negativa del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto deter-

minante sui livelli della domanda elettrica. Nei restanti Paesi europei, in Francia nel 2013 si rileva una domanda elettrica in crescita rispetto al 2012 (1,1%). Continua la forte crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Colombia (2,4%) e Brasile (3,4%) e ancor più elevati per Cile (4,2%) e Perù (6,6%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio <i>baseload</i> 2013 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio <i>baseload</i> 2013-2012	Prezzo medio <i>peakload</i> 2013 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio <i>peakload</i> 2013-2012
Italia	63,0	-17,0%	70,3	-17,6%
Spagna	44,3	-6,3%	50,7	-3,7%
Brasile	91,5	38,5%	207,0	20,2%
Cile	116,0	-23,4%	221,6	-16,3%
Colombia	71,5	43,0%	165,4	45,9%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	1S 2013	1S 2012	Variazione
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Italia	15,0	14,5	3,4%
Francia	10,1	9,9	2,0%
Portogallo	12,1	11,1	9,0%
Romania	8,9	8,0	11,3%
Spagna	17,5	17,7	4,5%
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Italia	11,2	11,9	-5,9%
Francia	7,7	8,1	-4,9%
Portogallo	10,2	10,5	-2,9%
Romania	9,0	8,3	8,4%
Spagna	11,7	11,6	0,9%

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

(2) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 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.
	2013				2012			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	63,8	57,4	65,5	65,1	81,4	73,5	81,5	65,6
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh):								
Prezzo al lordo di imposte	19,1	18,9	19,2	19,0	17,3	19,1	19,1	19,4

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); Autorità per l'energia elettrica e il gas.

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2013 una variazione negativa del 17,0% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2012.

Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza

domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra un incremento del 15,6%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2013	2012	Variazione
Produzione netta:			
- termoelettrica	182.528	207.331	(24.803)
- idroelettrica	52.515	43.260	9.255
- eolica	14.886	13.333	1.553
- geotermoelettrica	5.305	5.251	54
- fotovoltaica	22.146	18.631	3.515
Totale produzione netta	277.380	287.806	(10.426)
Importazioni nette	42.153	43.103	(950)
Energia immessa in rete	319.533	330.909	(11.376)
Consumi per pompaggi	(2.389)	(2.689)	300
Energia richiesta sulla rete	317.144	328.220	(11.076)

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2013).

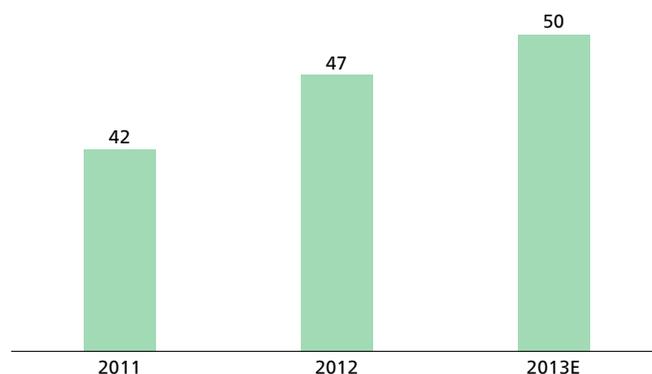
L'energia richiesta in Italia nel 2013 registra un decremento del 3,4% rispetto al valore registrato nel 2012, attestandosi a 317.144 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86,7% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,9% nel 2012) e per il restante 13,3% dalle importazioni nette (13,1% nel 2012).

Le importazioni nette nel 2013 registrano un decremento di 950 milioni di kWh, per effetto essenzialmente del calo della domanda e dell'overcapacity che caratterizza il mercato domestico.

La produzione netta nel 2013 registra un decremento del 3,6% (10.426 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 277.380 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica, l'incremento della produzione da fonte idroelettrica per 9.255 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più favorevoli condizioni di idraulicità, e l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per 3.515 milioni di kWh ed eolica per 1.553 milioni di kWh) a seguito della maggior capacità

installata nel Paese, hanno comportato un decremento della generazione da fonte termoelettrica per 24.803 milioni di kWh.

Con particolare riferimento al trend di settore si evidenzia come nel 2013 la capacità installata da fonte rinnovabile in Italia sia stimata in crescita di circa 3 GW rispetto al 2012, attestandosi a circa 50 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: GSE. Elaborazioni su dati EER per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Con la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009, l'Unione Europea ha approvato il pacchetto europeo "Clima-Energia", conosciuto anche come strategia "20-20-20" la quale prevede entro il 2020:

- > una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 20% (obiettivo vincolante);
- > il 20% del consumo energetico totale europeo generato da fonti rinnovabili (obiettivo vincolante);
- > un incremento dell'efficienza energetica pari al 20% (obiettivo non vincolante).

Tutti gli Stati Membri, a norma dell'art. 4, paragrafo 1 della stessa Direttiva, sono tenuti a fissare obiettivi nazionali vincolanti per il perseguimento degli obiettivi citati. L'Italia, in particolare, è tenuta a coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili.

A oggi, con riferimento all'Italia, l'obiettivo 20-20-20 per il settore elettrico, declinato nel documento *Piano di Azione Nazionale (PAN)* del luglio 2010, può già definirsi perseguito, con un anticipo di otto anni.

Recenti indicazioni in merito all'implementazione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili sono contenute nel documento *La nuova Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile (SEN)*, emanato il 16 ottobre

2012 dal Governo dando il via alla consultazione pubblica (scaduta il 30 novembre 2012).

La SEN prevede quattro obiettivi chiave per il settore energetico:

1. ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento ai prezzi e costi dell'energia europei;
2. raggiungere e superare gli obiettivi ambientali di decarbonizzazione definiti dal pacchetto europeo "Clima-Energia 2020";
3. continuare a migliorare la nostra sicurezza e indipendenza di approvvigionamento;
4. favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

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, ai sensi di quanto previsto dal decreto legislativo 28/2011, l'applicazione del meccanismo dei certificati verdi (CV), titoli ne-

goziabili emessi dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato come alimentato da fonte rinnovabile, valido fino all'anno 2015. Per gli impianti in possesso del titolo autorizzativo e che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 (30 giugno 2013 per gli impianti alimentati da rifiuti biodegradabili) è comunque prevista la possibilità di accedere ai CV con una riduzione del 3% al mese a partire da gennaio 2013;

- > per gli impianti che entreranno in produzione dopo il 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale "FER elettriche" (6 luglio 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 2013 il costo indicativo cumulato annuo è di 4,56 miliardi di euro.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevede che:

- > per gli impianti entrati in esercizio precedentemente al 27 agosto 2012, trovano applicazione, in funzione della data di entrata in produzione dei singoli impianti, i Conti Energia I (19 settembre 2005 - 12 aprile 2007), II (13 aprile 2007 - 31 dicembre 2010) ⁽⁴⁾, III (1° gennaio 2011 - 31 maggio 2011), e IV (1° giugno 2011 - 26 agosto 2012), basati su un sistema *feed-in premium* (tariffa incentivante cumulativa rispetto al prezzo zonale orario);
- > per gli impianti entrati in produzione dopo il 27 agosto 2012, trova applicazione il decreto ministeriale "V Conto Energia" (5 luglio 2012), il quale prevede, tra l'altro, il passaggio da un sistema *feed-in premium* a uno *feed-in tariff* (tariffa onnicomprensiva) cui può aggiungersi una tariffa premio per l'autoconsumo.

Il meccanismo di incentivazione terminerà 30 giorni dopo il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro.

Il 6 giugno 2013 è stato raggiunto il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro per la fonte fotovoltaica. Il 6 luglio 2013, pertanto, è cessato il V Conto Energia.

La delibera 281/2012/R/efr dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha introdotto una profonda revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

Nello specifico ha esteso, a partire dal 1° gennaio 2013, anche agli impianti esistenti l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento previsti per le unità non abilitate alle fonti rinnovabili non programmabili, al netto di una franchigia che sarà pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto di immissione nei primi sei mesi e al 10% a partire dal 1° luglio 2013. La stessa deliberazione ha inoltre abolito il premio alla corretta programmazione.

Tale delibera è stata oggetto d'impugnazione davanti al TAR Lombardia, il quale si è pronunciato con sentenza di annullamento dell'atto amministrativo suddetto. L'AEEG ha proposto ricorso davanti al Consiglio di Stato richiedendo la sospensione dell'esecutorietà della sentenza di primo grado, su cui il Tribunale amministrativo di Secondo grado si è pronunciato rigettando la richiesta cautelare di sospensiva. All'udienza di merito dell'11 marzo 2014 la causa è stata trattenuta in decisione. Si è in attesa del deposito della sentenza.

Nelle more giudiziarie l'AEEG ha pubblicato la delibera 426/2013/R/eel con cui ha disposto l'applicazione della franchigia del 20% a partire dal 1° gennaio 2013 e fino alla decisione di merito del Consiglio di Stato; tuttavia, al fine di evitare conguagli, ha ritenuto che Terna SpA e GSE SpA diano esecuzione a tali disposizioni esclusivamente a decorrere dalle produzioni del mese di ottobre 2013, rimandandone l'applicazione relativa al periodo 1° gennaio 2013 - 30 settembre 2013 in esito al contenzioso.

Robin Tax

Con legge 9 agosto 2013, n. 98 è stato convertito con modificazioni il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 "Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia", il quale all'art. 5 ha previsto l'estensione dell'obbligo di pagamento della Robin Tax alle imprese con un valore di ricavi superiore a 3 milioni di euro e un reddito imponibile superiore a 300.000 euro.

Secondo la precedente normativa, invece, erano soggette solo le società con un valore di ricavi superiori a 10 milioni di euro e un reddito imponibile superiore a 1 milione di euro.

Si ricorda che il decreto legge 138 del 2011 ha previsto un incremento della Robin Tax al 10,5% solo per il triennio 2011-2013, quindi, a meno di nuovi interventi normativi, dal 2014 l'aliquota tornerà a essere il 6,5%.

Scambio sul posto

L'AEEG ha pubblicato la delibera 614/2013, con cui vengono definiti i criteri per l'aggiornamento del limite massimo per la

(4) La legge 13 agosto 2010, n. 129 (c.d. "Salva Alcoa") ha di fatto prolungato al 30 giugno 2011 il periodo di applicazione del Conto Energia III per gli impianti installati entro il 31 dicembre 2010.

restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che accedono allo scambio sul posto, con effetti a partire dall'anno 2014 e solo per impianti FRNP (da fonti rinnovabili non programmabili) di potenza superiore a 20 kW.

In particolare, la delibera individua i valori per il calcolo del limite annuale e mensile – corrispettivo unitario scambio forfettario oneri generali di sistema (CUSfogs) e corrispettivo unitario scambio forfettario oneri generali di sistema mensile (CUSfmogs) – per gli impianti fotovoltaici incentivati e non e per gli impianti idroelettrici, eolici e termoelettrici alimentati da biomassa che beneficiano/non beneficiano dei certificati verdi (CV) (valori più alti rispetto a quelli proposti nel precedente DCO 488/13).

L'AEEG ha posto come valori massimi (a cui sottrarre il prezzo medio di mercato dell'energia/di ritiro CV/delle ore comprese tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare) per le diverse tecnologie su richiamate:

- > 174 euro/MWh per il fotovoltaico non incentivato;
- > 234 euro per l'eolico incentivato e 234 euro per quello non incentivato;
- > 284 euro per l'idro incentivato (284 euro senza incentivi);
- > 209 euro per le biomasse incentivato o senza incentivi.

Per gli impianti fotovoltaici incentivati e per le tipologie residue il valore è pari a zero.

L'AEEG entro il 31 marzo di ogni anno calcola e pubblica i valori dei limiti suddetti riferiti all'anno precedente. Peraltro l'AEEG aggiornerà i valori suddetti in base all'analisi dei costi medi di investimento e di esercizio nonché dei ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto; terrà conto poi dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche, eventualmente estendendoli agli impianti di potenza fino a 20 kW.

Prezzi minimi garantiti

L'AEEG, a valle del DCO 486/13, ha pubblicato la delibera 618/13 "Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato" che interviene, abbassandoli, sui prezzi minimi garantiti. In particolare, l'AEEG:

- > ha elevato dall'8% al 10% la maggiorazione concessa per tenere conto delle oscillazioni rispetto al valore medio preso a riferimento dallo studio;
- > ha previsto che i prezzi minimi si applicheranno solo fino a una produzione di 1,5 milioni di kWh (e non più 2 milioni di kWh), a eccezione delle biomasse solide, liquide e biogas da fermentatori anaerobici;

> ha disposto l'estensione dei prezzi minimi anche all'energia venduta in Borsa, non solo quella ceduta al GSE (dunque anche a impianti non in ritiro dedicato - RID), prevedendo a tal riguardo la necessità della stipula di una convenzione esclusivamente finalizzata all'erogazione dei prezzi minimi garantiti tra produttore e GSE.

I nuovi valori si applicheranno dal 1° gennaio 2014 e sono univoci per ciascuna fonte, fatta eccezione per l'idroelettrico per il quale sono previsti quattro scaglioni.

Sui prezzi minimi garantiti è peraltro intervenuto anche il decreto legge "Destinazione Italia" il quale ha previsto che a partire dal 1° gennaio 2014 i prezzi minimi garantiti siano equiparati al prezzo zonale orario per ciascun impianto incentivato (fatta eccezione per alcune tipologie di impianti), come esposto nel paragrafo successivo.

Decreto legge "Destinazione Italia"

È stato pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, c.d. "Destinazione Italia", contenente "Interventi urgenti di avvio del piano 'Destinazione Italia', per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi Rc Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015", convertito con modificazioni dalla legge 21 febbraio 2014 n. 9.

Le disposizioni di maggiore rilievo sono di seguito esposte:

1. a partire dal 1° gennaio 2014 i prezzi minimi garantiti sono uguali al prezzo zonale orario per ciascun impianto incentivato, fatta eccezione per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e per gli impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW;
2. gli impianti che beneficiano di certificati verdi, tariffa onnicomprensiva o tariffe premio possono in misura alternativa:
 - a) continuare a godere degli incentivi spettanti per il periodo residuo: in tal caso per un periodo di 10 anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non godranno di ulteriori strumenti incentivanti, incluso il RID e lo scambio sul posto;
 - b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante: il produttore accede a un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto (da definirsi con un successivo decreto ministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico da emanarsi entro 60 giorni dall'entrata in vigore del decreto legge) da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione, spettante alla medesima data, incrementato di sette anni.

Il decreto ministeriale che individuerà la percentuale di riduzione dell'incentivo deve, peraltro, prevedere il periodo residuo di incentivazione al di sotto del quale non si applica la penalizzazione anche sugli impianti che non optano per la scelta della rimodulazione. Tale periodo non può scadere prima del 31 dicembre 2014 e sarà differenziato per ciascuna fonte.

La disposizione di cui al n. 2 non si applica a tutti gli impianti CIP 6 e ai nuovi impianti incentivati ai sensi del decreto ministeriale Fer (Fonti Energie Rinnovabili), fatta eccezione per quelli che godono del regime transitorio di cui all'art. 30 decreto ministeriale Fer (ovvero gli impianti che essendo entrati in esercizio entro il 30 aprile 2013 hanno beneficiato dei CV).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2013	2012	Variazione	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	64.882	93.314	(28.432)	-30,5%
- nucleare	56.827	61.470	(4.643)	-7,6%
- idroelettrica	33.970	19.455	14.515	74,6%
Totale produzione lorda regime ordinario	155.679	174.239	(18.560)	-10,7%
Consumi servizi ausiliari	(6.337)	(7.889)	1.552	19,7%
Produzione regime speciale	110.823	102.293	8.530	8,3%
Produzione netta	260.165	268.643	(8.478)	-3,2%
Esportazioni nette ⁽¹⁾	(8.001)	(11.770)	3.769	32,0%
Consumi per pompaggi	(5.958)	(5.023)	(935)	-18,6%
Energia richiesta sulla rete	246.206	251.850	(5.644)	-2,2%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Peninsular* - consuntivo dicembre 2013). I volumi del 2012 sono aggiornati al 2 ottobre 2013.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2013 risulta in decremento (-2,2%) rispetto al 2012, attestandosi a 246.206 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette nel 2013 risultano in decremento (32,0%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2012.

La produzione netta nel 2013 è in decremento del 3,2% (-8.478 milioni di kWh); in particolare, l'andamento del mer-

cato elettrico e conseguentemente della produzione è del tutto analogo a quanto rilevato in Italia, evidenziando un forte calo della produzione termoelettrica convenzionale (-30,5%) e nucleare (-7,6%), sostanzialmente dovuto alla maggiore produzione da fonte idroelettrica (74,6%) che ha beneficiato di migliori condizioni di idraulicità del periodo, all'incremento della produzione in regime speciale (8,3%), nonché alla minore domanda di energia elettrica nel mercato.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2013	2012	Variazione	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	13.175	14.399	(1.224)	-8,5%
Totale produzione lorda regime ordinario	13.175	14.399	(1.224)	-8,5%
Consumi servizi ausiliari	(784)	(850)	66	7,8%
Produzione regime speciale	1.050	1.021	29	2,8%
Produzione netta	13.441	14.570	(1.129)	-7,7%
Importazioni nette	1.269	570	699	122,6%
Energia richiesta sulla rete	14.710	15.140	(430)	-2,8%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Extrapeninsulares* - consuntivo dicembre 2013).

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2013 risulta in decremento (-2,8%) rispetto al valore registrato nel 2012, attestandosi a 14.710 milioni di kWh. Tale richiesta è stata in gran parte soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le importazioni nette nel 2013 si attestano a 1.269 milioni di kWh e sono relative all'interscambio con la Penisola Iberica.

La produzione netta nel 2013 è in decremento del 7,7% (1.129 milioni di kWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-8,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

In Spagna il settore delle rinnovabili ha registrato negli ultimi anni una crescita significativa evidenziando un incremento dei consumi di energia primaria da fonti rinnovabili sul totale.

L'11 novembre 2011 il Governo spagnolo ha approvato il nuovo "Renewable Energy Plan" relativo al periodo 2011-2020 (REP 2011-2020), in cui viene stabilito il piano di sviluppo per il settore delle energie rinnovabili. Il REP 2011-2020 fissa specifiche misure da implementare per il raggiungimento dell'obiettivo posto in essere dalla Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/CE del 20% di consumo totale di energia da fonti rinnovabili entro il 2020, termine entro il quale il Governo prevede in particolare di raggiungere i 64 GW di capacità installata, prevalentemente attraverso lo sviluppo dell'eolico e del solare. Il documento contiene specifici target in termini di capacità e produzione per ogni tecnologia:

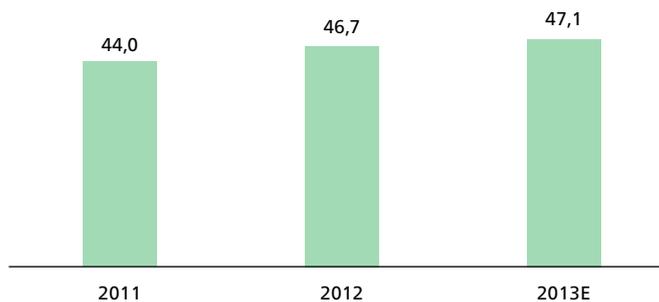
- > eolico: 35,7 GW di capacità entro il 2020;
- > idroelettrico: 13,9 GW di capacità entro il 2020;
- > geotermico: 0,05 GW di capacità entro il 2020;
- > solare (fotovoltaico e CSP - Concentrated Solar Power): 12 GW di capacità entro il 2020;
- > marino: 0,1 GW di capacità entro il 2020;
- > biomassa (biomassa solida, waste e biogas): 1,9 GW di capacità entro il 2020.

Aspetti normativi e tariffari

Nel corso del 2012 e del 2013, lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili in Spagna si è concretizzato nella costruzione di parchi eolici e di centrali solari termodinamiche, precedentemente iscritti nel Registro di "pre-assegnazione", ma non ancora entrati in esercizio.

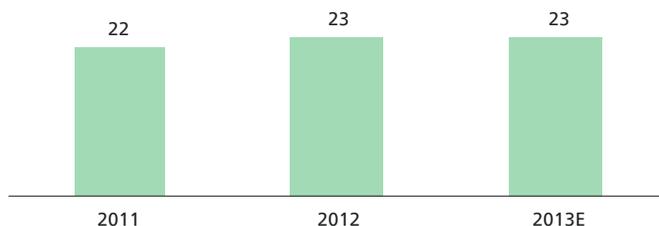
Tale Registro di "pre-assegnazione" è stato introdotto con la pubblicazione della delibera della Segreteria dello Stato dell'Energia del 19 novembre 2009, che ha individuato le

La capacità installata da fonte rinnovabile si è mantenuta pressoché stabile nel 2013 rispetto al 2012, attestandosi a circa 47 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: REE. Elaborazioni su dati EER ed EPIA per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Con specifico riguardo al settore eolico, il mercato spagnolo rappresenta il secondo Paese europeo (dopo la Germania), con circa 23 GW di capacità installata al 2013, la maggior parte dei quali nella regione di Castilla y León. La base installata eolica è rimasta essenzialmente stabile e rappresenta, al 2013, circa il 48% della capacità installata rinnovabile totale.



Fonte: REE. Elaborazioni su dati EER per l'anno 2013.

gole per la presentazione di progetti da iscrivere al Registro (come previsto dal Regio Decreto Legge del 30 aprile 2009, n. 6), iscrizione necessaria al fine di accedere alle tariffe del Regio Decreto 661/2007.

Sia il 2012 sia il 2013 sono stati caratterizzati da una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del deficit tariffario. A tale fine il Regio Decreto Legge 1/2012 ha, da una parte, sospeso i procedimenti

di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili non iscritte nel Registro.

La Legge del 27 dicembre 2012, n. 15 "Misure fiscali per la sostenibilità energetica", entrata in vigore il 1° gennaio 2013, ha introdotto, tra le varie misure, una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia e un canone del 22% per l'utilizzo delle acque per la produzione di energia elettrica (ridotto del 90% per installazioni di potenza inferiore a 50 MW).

In data 5 luglio 2013, Enel Green Power España ha presentato ricorso avverso la *Orden* IET/221/2013 attuativa del Regio Decreto Legge 2/2013 (che introduce misure urgenti per il sistema elettrico e per il settore finanziario), con il quale sono stati di fatto ridotti gli incentivi per il settore delle energie rinnovabili. In particolare, Enel Green Power España lamenta la contrarietà del predetto Regio Decreto sia alla normativa costituzionale sia alla normativa europea.

In data 12 luglio 2013 nell'ambito della riforma del settore

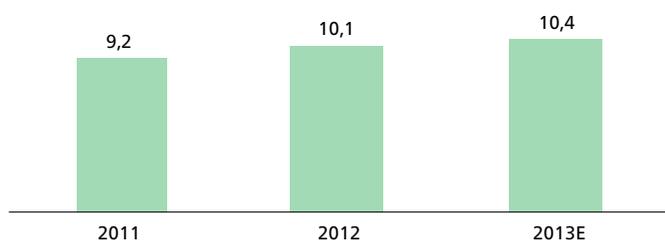
elettrico, è stato approvato il Regio Decreto Legge n. 9/2013 con cui è stata eliminata la *feed-in tariff* e si è stabilito, per l'energia prodotta da fonti rinnovabili, che la remunerazione sarà rappresentata dal prezzo di mercato, a cui si aggiunge, nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a raggiungere la "profittabilità ragionevole", una retribuzione addizionale a MW. Tale remunerazione addizionale sarà determinata sulla base di costi operativi e di investimento standard per una impresa efficiente e ben gestita e per *cluster* di impianti. A febbraio 2014 è stata resa nota una bozza di legislazione secondaria contenente i parametri di riferimento e i nuovi valori di remunerazione previsti. Trascorso il periodo per la presentazione di osservazioni da parte degli stakeholder e dopo la pubblicazione del *report* della CNMC (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), si prevede l'approvazione entro marzo 2014.

Per un'analisi approfondita si rinvia all'evento di rilievo "Modifiche regolatorie intervenute in Spagna con il Regio Decreto Legge n. 9/2013".

Portogallo

Il Portogallo ha adottato una strategia incentrata sullo sviluppo delle energie rinnovabili, supportando il settore attraverso misure finanziarie e fiscali. Secondo il "*Plano Nacional de Ação para as energias renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*", è previsto il raggiungimento di circa 19 GW di capacità installata al 2020, con il settore idroelettrico ed eolico che presentano i maggiori contributi alla crescita.

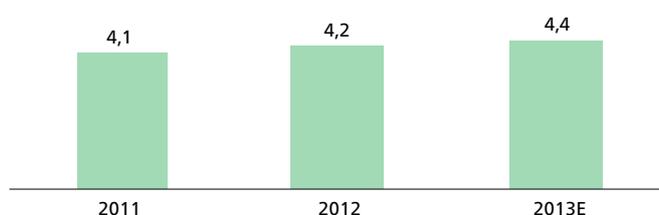
Nel 2013 il Portogallo presenta una capacità installata totale pari a circa 10 GW, con una crescita stimata di circa il 4% rispetto al 2012.



Fonte: REN, Enerdata. Elaborazioni su dati EER ed EPIA per l'anno 2013.

Nota: esclusi pompaggi puri.

Il settore eolico, in particolare, risulta essere quello che maggiormente ha contribuito alla crescita della capacità rinnovabile installata in termini percentuali, con un peso che nel 2013 si stima essere circa il 42% sul totale.



Fonte: REN, Enerdata. Elaborazioni su dati EER per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

A oggi, i regimi tariffari che si applicano agli impianti eolici risultano essere principalmente due ed entrambi prevedono l'utilizzo del meccanismo di *feed-in tariff*.

In particolare:

> Regio Decreto 339-C/2001. Il meccanismo incentivante è rappresentato da *feed-in tariff* soggetta ad aggiornamenti su base mensile e differenziata a seconda del *load factor* dell'impianto (in particolare, maggiore il *load factor*, minore l'incentivo). Si evidenzia inoltre come il 28 febbraio 2013

sia stato pubblicato un decreto che prevede la possibilità di estendere per 5-7 anni la durata degli incentivi (dopo la loro naturale scadenza) a fronte del pagamento di 5.000 o 5.800 euro/MW per gli anni fra il 2013 e il 2020 incluso;

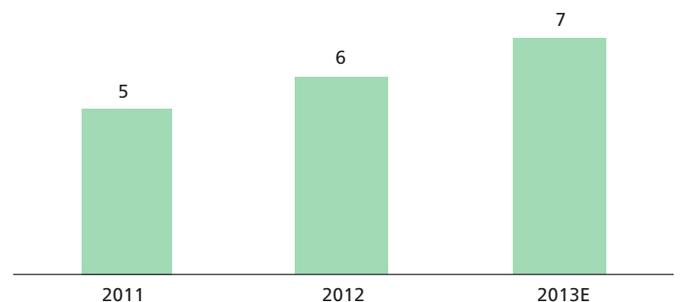
> Regio Decreto 33A/2005. Tale decreto prevede anch'esso un meccanismo incentivante basato su *feed-in tariff* con aggiornamenti su base mensile. In particolare, gli impianti sono tenuti a partecipare a un'asta al ribasso al fine di poter usufruire degli incentivi.

Grecia

La Grecia, in ottemperanza agli obiettivi concordati con il recepimento della normativa comunitaria, ha posto l'accento sullo sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Attraverso la legge 3851/2010 "Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change", la Grecia punta infatti a incrementare l'attuale quota di energia pulita fino a circa il 40% della produzione totale di elettricità entro il 2020. L'obiettivo si stima possa essere raggiunto attraverso un efficiente mix di misure fiscali, finanziarie e tecniche tra cui la revisione del sistema delle *feed-in tariffs*, la semplificazione delle procedure di *licensing* e l'abbattimento delle barriere per l'attuazione di progetti rinnovabili a livello locale.

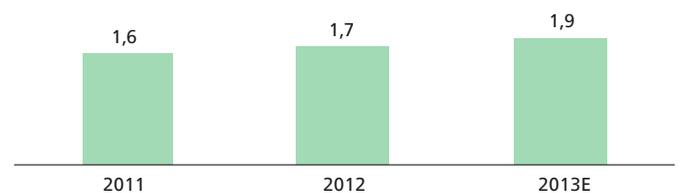
Nel Piano di Azione Nazionale "National Renewable Energy Action Plan in the scope of Directive 2009/28/EC", finalizzato all'attuazione della Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/CE, la Grecia ha stimato che la capacità installata totale da fonti rinnovabili possa attestarsi nel 2020 a 13 GW, con i maggiori contributi provenienti dal settore eolico e da quello solare.

Negli ultimi anni la Grecia ha registrato una crescita della capacità rinnovabile installata che, nel 2013, si stima abbia raggiunto circa 7 GW, in aumento del 19% rispetto al 2012.



Fonte: Lagie, Enerdata. Elaborazioni su dati EER ed EPIA per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Il settore eolico, in particolare, registra una crescita piuttosto regolare lungo tutto il periodo di riferimento, attestandosi nel 2013 a circa 1,9 GW, un incremento pari a circa il 12% rispetto al 2012.



Fonte: Lagie, Enerdata. Elaborazioni su dati EER per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli tariffari per tutte le fonti rinnovabili sono indicizzati annualmente al 25% del CPI (*Consumer Price Index*), secondo la modifica intervenuta a novembre 2013 che ha uniformato tale percentuale per tutte le tecnologie (precedentemente l'indicizzazione era del 25% solo per il fotovoltaico e del 50% per le altre fonti). Gli incentivi sono assegnati tramite un contratto di lungo termine della durata di 20 anni per tutte le fonti, a eccezione degli impianti fotovoltaici su tetto con potenza inferiore a 10 kW per i quali la durata è di 25 anni. Le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto agli investimenti (locali o europei) beneficeranno di un aumento della tariffa del 15-20%, a eccezione della fonte solare.

A maggio 2013 la legge 4153/13 ha introdotto una modifica alla tassa sui ricavi degli impianti esistenti di produzione da fonte rinnovabile (pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili e al 25-30% per il fotovoltaico) introdotta a novembre 2012 e avente carattere temporaneo (luglio 2012 - luglio 2014) anche se estendibile molto probabilmente per un'ul-

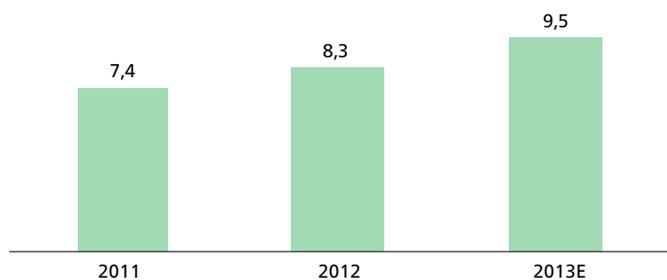
teriore anno. Con tale modifica la percentuale per gli impianti fotovoltaici è aumentata dal 30% al 37-42%, e dal 27% al 34-40%, in base alla COD (*Commercial Operation Date*) dell'impianto.

Con la stessa legge sono stati definiti nuove condizioni per l'autorizzazione dei nuovi impianti rinnovabili e nuovi metodi di calcolo per la definizione dell'imposta per il finanziamento delle energie rinnovabili; nuovi valori delle *feed-in tariff* per nuovi impianti fotovoltaici in vigore dal 1° giugno 2013 e la sospensione del rilascio agli impianti fotovoltaici delle autorizzazioni all'allaccio e dei PPA fino alla fine del 2013, prorogato a dicembre 2014 con la legge 4223/2013.

Si evidenzia inoltre che sono stati promossi giudizi amministrativi volti a ottenere la nullità delle ritenute effettuate quale prelievo fiscale specificamente imposto sulle RES in forza della legge greca n. 4093/2012 e il conseguente rimborso degli importi illegittimamente trattenuti dallo Stato greco a tale titolo, per il periodo luglio 2012 - maggio 2013 (per un importo complessivo di circa 8 milioni di euro).

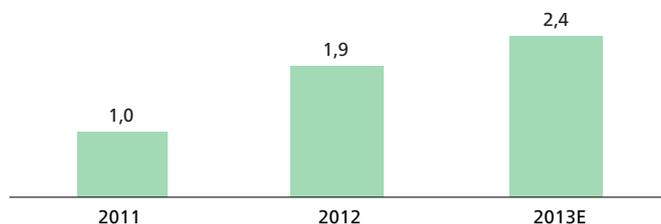
Romania

La Romania, attraverso il meccanismo dei certificati verdi, ha ampiamente favorito lo sviluppo delle energie rinnovabili negli ultimi anni. Secondo il "Piano di Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile" (NREP), finalizzato all'attuazione della Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/CE, il Governo rumeno prevede di raggiungere circa 12,6 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2020, una base installata che contribuirà a sostenere il consumo lordo di elettricità del Paese per il 38,2%. Si stima che la Romania abbia registrato una crescita di circa il 14% della propria capacità installata da fonti rinnovabili durante il 2013 attestandosi a 9,5 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati EER ed EPIA per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Tale sviluppo è attribuibile prevalentemente alla tecnologia eolica. Nell'ultimo anno, la capacità installata eolica è aumentata del 24%, attestandosi a oltre 2 GW nel 2013. Tale capacità è localizzata prevalentemente nella regione di Dobrogea, che affaccia sul Mar Nero e presenta una morfologia geografica particolarmente favorevole essendo pianeggiante e non densamente popolata.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati EER per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi (CV), a eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite CV – sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla legge – come quote di produzione lorda da rinnovabile. L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. In particolare, 2 CV per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Il prezzo dei CV è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (*cap & floor*). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale.

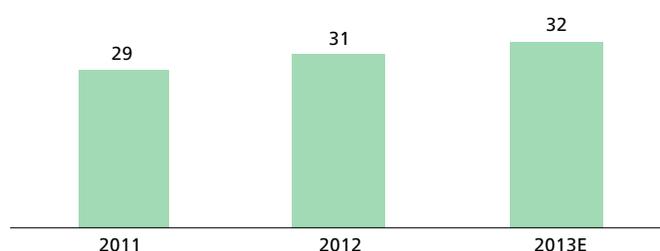
A giugno 2013 è stata emessa l'ordinanza (EGO n. 57/2013) di modifica temporanea del meccanismo dei CV. Tale ordinanza, approvata definitivamente il 17 dicembre 2013, ha stabilito la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

Il 16 dicembre 2013 è stata inoltre pubblicata la delibera 994/2013 che ha ridotto il numero di CV per i nuovi impianti a partire dal 1° gennaio 2014. In particolare, 1,5 CV per ogni MWh di produzione eolica fino al 2017 (dopo il 2017 0,75 CV), 3 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 2,3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica.

Francia

Il Governo francese, attraverso il "*Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables*", il documento che recepisce l'art. 4 della Direttiva europea 2009/28/CE, prevede di raggiungere 62 GW di capacità installata rinnovabile entro il 2020, con la tecnologia idroelettrica ed eolica rappresentanti oltre l'85% di tale *target*.

La capacità installata, nel 2013, è stimata essere pari a 32 GW, in crescita del 4% rispetto al dato dell'anno precedente.



Fonte: RTE. Elaborazioni su dati IEA, EER ed EPIA per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

La generazione da impianti idroelettrici, eolici *on-shore* e *off-shore*, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso un meccanismo di *feed-in tariff* differenziato per fonte tramite un contratto a lungo termine per una durata pari a 15 anni (geotermico, eolico *on-shore* e biomasse) o 20 anni (eolico *off-shore*, fotovoltaico e idroelettrico) e indicizzato all'inflazione. Il fotovoltaico, a differenza delle altre fonti, prevede un meccanismo di incentivazione più articolato in quanto le tariffe variano trimestralmente sulla base di un coefficiente che misura il livello della domanda di nuove

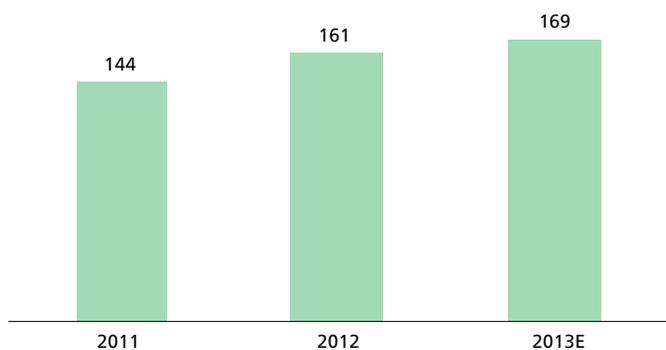
concessioni nel trimestre precedente. Per assicurare il raggiungimento dei *target* programmati per fonte (*Programmation Pluriannuelle des Investissements - PPI*), il Governo francese ha promosso l'utilizzo di meccanismi ad asta per lo sviluppo di impianti fotovoltaici a terra con potenza superiore a 100 kW e impianti eolici *off-shore*. Il sistema francese, inoltre, prevede altre forme di sostegno definite annualmente sulla base delle disponibilità di budget, quali l'ammortamento accelerato e le deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d'oltremare.

Stati Uniti

Negli Stati Uniti, l'utilizzo delle energie rinnovabili è supportato da specifiche misure a livello federale e statale ed è in continuo sviluppo. Il sistema dei *Renewable Portfolio Standards* – normative in base alle quali viene richiesto che una data percentuale di elettricità venga prodotta da fonti rinnovabili – è, a oggi, diffuso in 29 Stati più il District of Columbia.

Secondo il *World Energy Outlook 2013*, la capacità installata da fonti rinnovabili subirà un forte incremento, attestandosi sui 261 GW nel 2020 ⁽⁵⁾. I maggiori contributi alla crescita sono ascrivibili principalmente ai mercati del solare fotovoltaico e dell'eolico.

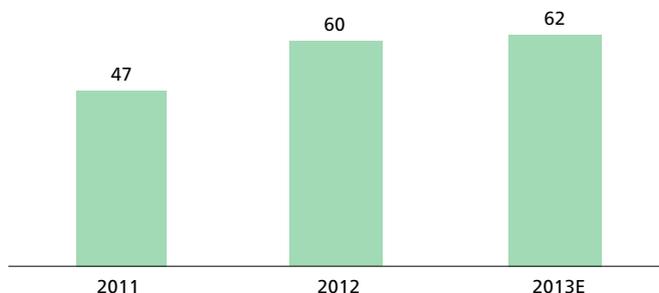
Gli Stati Uniti, al 2013, presentano una capacità installata totale stimata pari a 169 GW, in aumento di circa il 5% rispetto all'anno precedente.



Fonte: EIA (Hydro), IEA (Biomass), AWEA (Wind), Seia (Solar), BNEF (Geo). Elaborazioni su dati IEA, EPIA e BNEF per l'anno 2013.

Nota: esclusi pompaggi puri.

In particolare, il settore eolico risulta essere una fonte rinnovabile di primaria importanza per gli Stati Uniti, e rappresenta più di un terzo del totale della capacità installata. In termini di crescita assoluta, il settore eolico passa da 60 GW nel 2012 a 62 GW nel 2013.



Fonte: AWEA. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2013.

La crescita del settore eolico è accompagnata da un parallelo sviluppo a livello geografico. Secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012*, gli Stati che già dispongono di capacità installata eolica risultano essere 38 nel 2011, 31 dei quali hanno aumentato la propria dotazione nello stesso anno. I più attivi nel settore sono il Texas, la California, il Kansas, l'Oklahoma e l'Illinois.

Aspetti normativi e tariffari

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili:

- > a livello federale il principale meccanismo di incentivazione è costituito da incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (*Production Tax Credit* - PTC e *Investment Tax Credit* - ITC). L'*American Taxpayer Relief Act*, firmato il 2 gennaio 2013, ha prolungato la scadenza della PTC per l'eolico di un anno e cambiato la scadenza per le PTC per tutte le tecnologie: gli impianti non devono più "entrare in esercizio" entro la data di scadenza, ma "avviare la costruzione" entro il 31 dicembre 2013 per qualificarsi. A maggio e a settembre 2013 l'Inter-

nal Revenue Service (IRS) ha pubblicato delle linee guida con maggiori dettagli operativi sui requisiti necessari per l'"avvio costruzione" ai fini della qualificazione per la PTC. La scadenza per la ITC per il solare resta invariata: gli impianti devono entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2016;

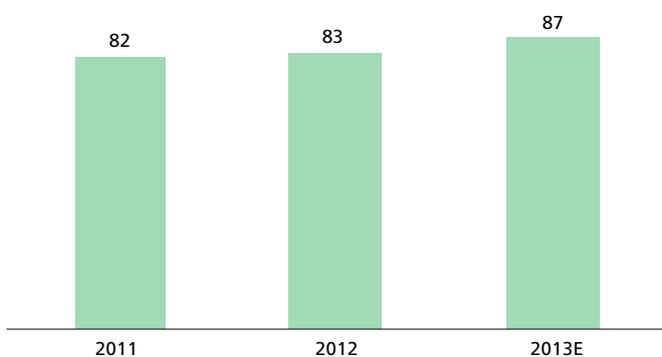
- > a livello statale, oltre a eventuali specifici incentivi fiscali statali, vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS) caratterizzato da quote obbligatorie in capo alle *utilities* con obiettivi differenziati per ciascuno Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato.

(5) Include pompaggi puri.

Canada

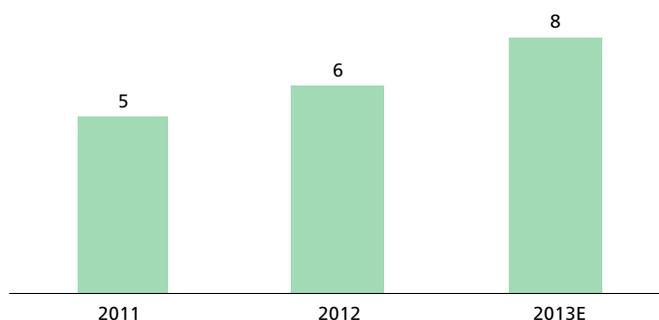
Il Canada è tra i principali Paesi al mondo in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Lo sviluppo delle rinnovabili è accompagnato principalmente da una serie di obiettivi volontari o vincolanti adottati da alcune province (Manitoba, New Brunswick, Ontario, Québec e Nova Scotia). Tra queste, la provincia del Québec (al quale si aggiunge quella di Alberta) sta altresì adottando regolamentazioni in tema di emissioni di gas a effetto serra.

Nel 2013, la base installata da fonte rinnovabile è cresciuta di circa 4 GW, attestandosi a circa 87 GW, di cui quasi il 90% derivante da fonte idroelettrica.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati EPIA, IEA e BNEF per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia che ha registrato la crescita maggiore durante il 2013 è stata quella eolica, la cui capacità installata si stima abbia raggiunto circa 8 GW. La provincia con maggior capacità eolica aggiuntiva installata nel corso del 2013 risulta essere il Québec.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

A livello federale non esistono al momento incentivi per le energie rinnovabili. Tuttavia, a settembre 2012 sono state pubblicate nuove regolamentazioni federali al fine di ridurre le emissioni di gas a effetto serra. In particolare, tali regolamentazioni prevedono l'applicazione di performance standards per i nuovi impianti a carbone ed entreranno in vigore a partire da luglio 2015.

Ciò detto, va ricordato altresì come a livello nazionale vigga già un obiettivo di riduzione, entro il 2020, dell'emissione di gas a effetto serra del 17% al di sotto del livello registrato nel 2005. In termini di produzione di energia da fonte rinnovabile, si evidenzia invece come alcune province abbiano fissato obiettivi vincolanti o volontari e ognuna supporti lo sviluppo energetico in maniera differente.

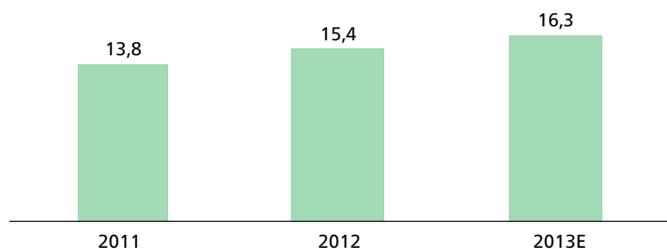
Messico

Il Governo messicano si è di recente attivato per promuovere ulteriormente lo sviluppo di un quadro regolatorio in supporto alle energie rinnovabili. Il 3 giugno 2013 ha pubblicato la Strategia nazionale sul Cambiamento Climatico, che stabilisce l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 30% entro il

2020 e del 50% entro il 2050 rispetto ai valori del 2000, attraverso l'inserimento delle energie rinnovabili nella matrice energetica, misure di efficienza energetica e il passaggio alle *smart city*.

Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia registrato

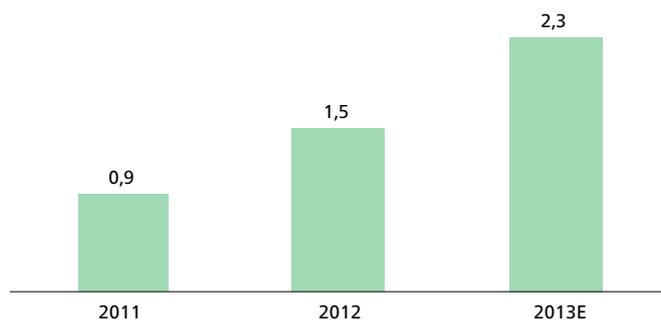
nel 2013 un incremento pari a circa il 6% rispetto al 2012, attestandosi a circa 16 GW.



Fonte: CRE, SENER, Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati CFE per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia eolica è quella che ha contribuito maggiormente alla crescita complessiva della capacità installata rinnova-

bile nell'ultimo anno. Al 2013, come evidenziato nel grafico sottostante, si stima che la base installata eolica si attesti a circa 2,3 GW.



Fonte: CRE, SENER, Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati CFE per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

Nel corso del 2008 è stata pubblicata la legge per la promozione delle fonti rinnovabili (LAERFTE) con l'obiettivo di disciplinare l'assetto regolatorio relativo alla transizione energetica del Paese verso tecnologie pulite. Gli investitori privati partecipano con riferimento alla loro attività come IPP (*Independent Power Producer* - che vendono tutta la loro capacità alla *Comisión Federal de Energía* attraverso meccanismi di asta), *self supplier* (in caso di autoconsumo) e produttori di piccola scala (con capacità installata minore di 30 MW che vendono la loro capacità tramite tariffe regolate dalla *Comisión Federal de Energía*).

Il 7 giugno 2013 il Governo messicano ha pubblicato la modifica alla LAERFTE che ridefinisce gli standard per la qualifica come rinnovabili per gli impianti idroelettrici, permettendo

agli idro di grandi dimensioni (>30 MW) di essere qualificati come rinnovabili se il rapporto tra la capacità produttiva e l'area delle mura di contenimento del bacino è maggiore di 10 W/m² beneficiando dell'applicabilità degli incentivi attribuiti alle fonti rinnovabili, come per esempio *energy bank*, costi di trasporto inferiori, incentivi fiscali e altri.

Infine, il 20 dicembre 2013 è stata pubblicata l'attesa riforma energetica messicana finalizzata alla ristrutturazione del settore energetico e petrolifero. La riforma, che prevede la partecipazione di operatori privati in settori fino a oggi esclusivamente riservati allo Stato, sarà completata nel corso del 2014 con la pubblicazione dei decreti applicativi, tra cui quello relativo a un nuovo quadro regolatorio per agevolare lo sviluppo della geotermia.

Brasile

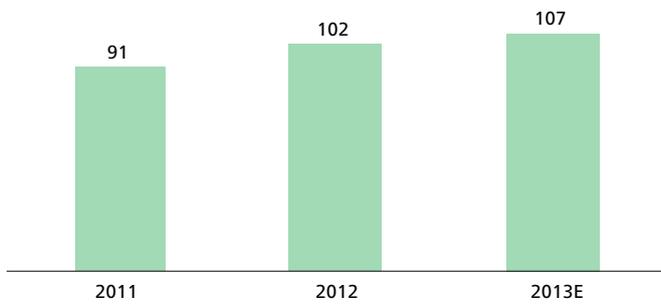
Il Brasile rappresenta il Paese dell'America Latina con la maggiore capacità installata da fonti rinnovabili. Al 2012, secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012*, l'offerta di energia da fonti rinnovabili in Brasile risulta ancora fortemente concentrata sull'idroelettrico (80% del totale), con il settore eolico e delle biomasse in rapida crescita.

Secondo il *World Energy Outlook 2013*, la capacità installata da fonti rinnovabili in Brasile sarà caratterizzata da un mar-

cato incremento, attestandosi a 137 GW nel 2020 ⁽⁶⁾. In particolare, i maggiori contributi alla crescita proverranno dal settore idroelettrico (storicamente il più sviluppato) ed eolico (il quale si stima possa crescere esponenzialmente nei prossimi anni).

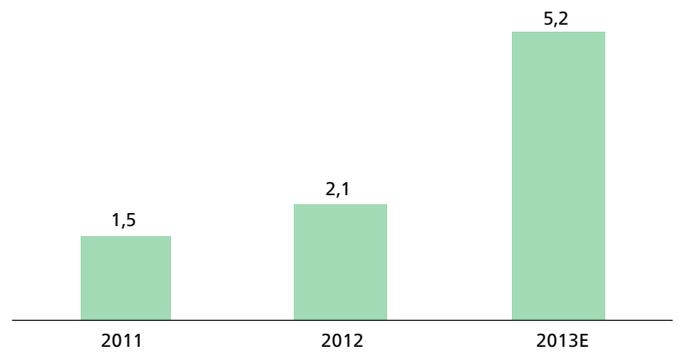
La capacità installata, nel 2013, è stimata essere pari a 107 GW, in crescita del 5% rispetto al dato dell'anno precedente.

(6) Include pompaggi puri.



Fonte: ANEEL, EPE. Elaborazioni su dati ANEEL ed EER per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La capacità installata da fonte eolica si attesta nel 2013 a circa 5,2 GW, in marcata crescita rispetto all'anno precedente (+149%). Contestualmente si assiste a una crescita del contributo della tecnologia eolica sul totale (dal 2,0% nel 2012 al 4,8% nel 2013).



Fonte: ANEEL, EPE. Elaborazioni su dati ANEEL per l'anno 2013.

Aspetti normativi e tariffari

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili in Brasile nasce nel 2002 con un sistema *feed-in tariff* (PROINFA), per poi armonizzarsi al sistema di vendita dell'energia convenzionale, attraverso meccanismi di asta competitiva. Le aste si dividono tra impianti nuovi e impianti esistenti e possono essere distinte tra:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, nelle quali competono tutte le tecnologie;
- > *Leilão Energia de Reserva*, nelle quali compete una singola tecnologia. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore di fornire l'energia assegnata dopo uno, tre o cinque anni. Ai vincitori dell'asta sono assegnati contratti di lungo termine di durata variabile, 15 anni per impianti termoelettrici alimentati a biomassa, 20 anni per impianti eolici e 30 anni per impianti idroelettrici.

Il meccanismo ad asta brasiliano si applica a tutte le fonti rinnovabili a eccezione dell'idroelettrico con potenza superiore a 30 MW.

Il 6 marzo 2013, al fine di modificare le disposizioni relative all'algoritmo di calcolo per la definizione del prezzo di borsa (PLD), il Consiglio Nazionale per le politiche energetiche (CNPE) ha pubblicato la Decisione n. 3/2013. Nelle more dell'implementazione a regime del nuovo modello, a partire dal 1° agosto 2013, la risoluzione introduce un modello transitorio che prevede la definizione di due prezzi distinti nel mercato all'ingrosso (PLD1 e PLD2).

Il 10 luglio 2013 il Ministero dell'Energia ha fissato al 13 dicembre la data per la prossima asta di vendita di energia A-5 con inizio fornitura a partire da gennaio 2018, mentre il 15 agosto il Ministero dell'Energia ha fissato al 18 novembre la data per la prossima asta di vendita dell'energia A-3 con inizio fornitura a partire da gennaio 2016.

Ai vincitori delle aste saranno assegnati contratti di vendita a lungo termine con durata tra i 20 e 30 anni a seconda della tecnologia. Per la prima volta saranno ammessi a partecipare anche progetti solari.

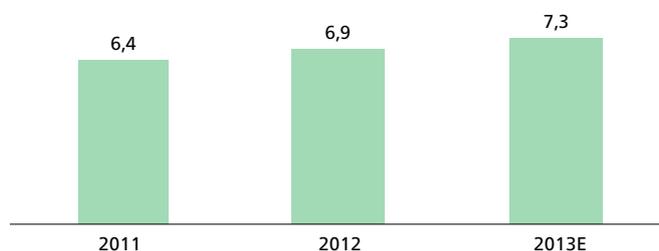
Infine, il 30 ottobre 2013 lo Stato Federale di Pernambuco ha fissato al 20 dicembre 2013 la data per la prima asta riservata esclusivamente alla tecnologia solare. Ai vincitori delle aste saranno assegnati contratti di vendita di lungo termine per 20 anni con inizio fornitura a partire dal 1° maggio 2015.

Cile

A differenza di molti Stati dell'America Latina, il Cile non presenta un'abbondante dotazione di fonti fossili e provvede al soddisfacimento della domanda interna di energia principalmente attraverso importazioni. Ciò detto, il Paese possiede un importante potenziale in termini di energie rinnovabili, per diverse tecnologie quali idroelettrico, eolico, solare e geotermico; tuttavia, secondo stime del *Global Wind Energy Outlook 2012*, queste ammontano al 2012 a meno dell'1% del mix di energie attualmente disponibile.

Nel febbraio 2012, il Governo cileno ha pubblicato un documento intitolato *National Energy Strategy 2012-2030* con l'obiettivo di conseguire importanti risultati in termini di efficienza energetica riducendo la domanda nazionale di energia del 12% al 2020, puntando al contempo sullo sviluppo delle energie rinnovabili.

Come mostra il grafico sottostante, al 2013 il Cile presenta una capacità installata da fonti rinnovabili pari a circa 7 GW, in aumento (6%) rispetto al dato dell'anno precedente.



Fonte: Enerdata, EPIA, ENRC. Elaborazioni su dati CNE per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il Cile, attraverso il meccanismo dei certificati verdi, introdotti nel 2010, ha favorito lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Il Paese è caratterizzato da un sistema di quote obbligatorie in capo a chi ritira l'energia per commercializzarla con distributori o venditori finali. La legge stabilisce che venga immessa nel sistema, tra il 2010 e il 2014, una quota da fonte rinnovabile pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Dal 2015 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.

Nell'ambito del processo di revisione dei *target* di lungo periodo a sostegno delle energie rinnovabili, il 3 settembre 2013 il Senato ha approvato la legge n. 20257 a sostegno delle energie rinnovabili, che stabilisce l'immissione nel sistema elettrico di una quota di tale energia calcolata in termini percentuali ri-

spetto al totale contrattualizzato. In particolare, per i contratti firmati tra il 2007 e il 2013, il *target* è del 10% al 2024, mentre per i contratti successivi al 2013 il *target* è del 20% al 2025. Il 14 ottobre il Presidente Piñera ha firmato il testo di legge così come approvato in Senato, concludendo l'*iter* legislativo e trasformando i nuovi *target* in legge dello Stato.

Inoltre, l'8 marzo 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Supremo n. 114 del Ministero dell'Energia che disciplina alcuni aspetti della legge n. 19657 in materia geotermica. Il decreto, derogando al precedente Decreto n. 32, delinea un miglioramento del quadro normativo su una serie di aspetti tra cui il riconoscimento del c.d. "diritto di esclusività" per l'ottenimento della concessione di sfruttamento conseguibile a seguito del completamento delle attività di esplorazione, garantendo così maggior certezza giuridica e protezione per l'investitore.

America Centrale

L'America Centrale continentale è una regione costituita da sette Paesi con differenti valute, legislazioni, struttura del settore elettrico e relativo mercato e quadro regolatorio.

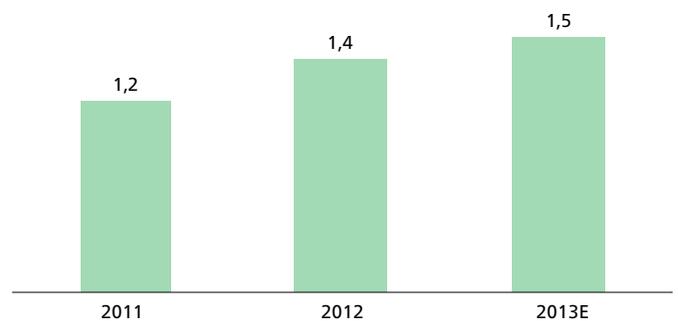
Nel 1997 è stato avviato il progetto SIEPAC volto a creare il Mercato Elettrico Regionale (MER) attraverso l'integrazione di sei sui sette mercati dell'America Centrale con l'obiettivo di assicurare la fornitura di energia elettrica e incrementare l'efficienza energetica nell'area.

Il 1° giugno 2013 il Regolatore Regionale (CRIE) ha annunciato l'avvio ufficiale del Mercato Elettrico Regionale (MER), con la conclusione del regime transitorio in vigore da marzo 2013. L'implementazione dello schema di regolamentazione regionale rappresenta il primo passo per il consolidamento delle norme relative agli scambi transfrontalieri tra i sei Paesi del Centro America (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panama).

Panama

Lo Stato di Panama, pur non essendo un produttore o consumatore di energia di primo piano, mantiene un'importanza notevole per il commercio e il transito dell'energia grazie al controllo sul Canale di Panama e l'Oleodotto Trans-Panama. Ciò detto, la quota di generazione attribuibile a fonti rinnovabili rimane elevata, grazie soprattutto alla significativa capacità installata della tecnologia idroelettrica.

Come evidenziato dal grafico a fianco, la capacità installata al 2013 registra un lieve aumento, attestandosi a quota 1,5 GW, in aumento del 9% circa rispetto all'anno precedente.



Fonte: CEPAL, ASEP, Enerdata. Elaborazioni su dati ASEP per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

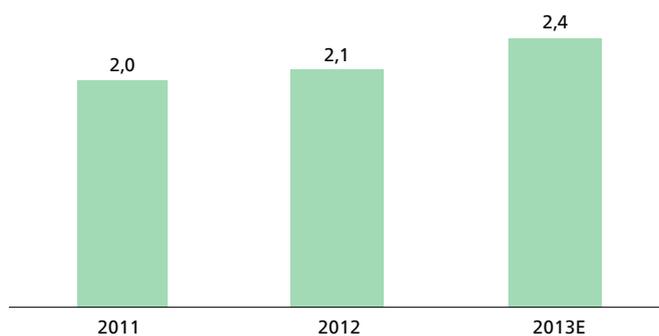
La tecnologia eolica beneficia di condizioni preferenziali in occasione delle aste e di un processo di *permitting* accelerato.

Il 12 giugno 2013, in linea con la politica energetica volta

alla diversificazione della matrice energetica, il Governo panamense ha ratificato la legge n. 605 che stabilisce incentivi fiscali per sostenere lo sviluppo della tecnologia solare. I nuovi incentivi includono un'esenzione dalle imposte d'importazione, un credito fiscale (5% delle spese di capitale) e un ammortamento accelerato.

Costa Rica

Il Costa Rica, a oggi, risulta essere uno dei Paesi più interessanti dell'America Centrale in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Le tecnologie rinnovabili giocano un ruolo di primo piano anche con riguardo alla generazione di energia elettrica, contribuendo per quasi l'85%. Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia registrato nel 2013 un incremento pari a circa il 12% rispetto al 2012, attestandosi a 2,4 GW.



Fonte: CEPAL, ICE, Enerdata. Elaborazioni su dati ICE per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

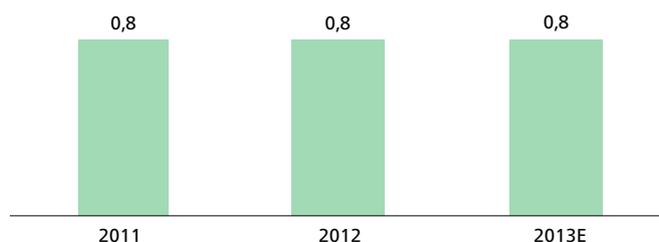
Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso IPP (≤ 20 MW) con tariffe definite dal regolatore (ARESEP) e aste pubbliche BOT (≤ 50 MW) con prezzi fissi per la definizione di PPA a lungo termine con ICE.

La legge n. 7447 stabilisce incentivi fiscali inclusa l'esenzione dall'imposta sull'importazioni di materiali e apparecchiature per impianti rinnovabili.

Il 10 settembre 2013 la Presidente Chinchilla ha approvato il decreto n. 62-2012 formalizzando la creazione di un mercato volontario per la commercializzazione di crediti di carbonio. Il mercato, articolato su un meccanismo *cap and trade* legato a progetti forestali e di efficienza energetica, dovrebbe essere operativo a partire dal 2014.

El Salvador

Secondo stime del *Consejo Nacional de Energía* (CNE), si prevede che la produzione di energia da fonte rinnovabile in El Salvador possa raggiungere nel 2015 quota 6.787 GWh, con forte prevalenza della tecnologia idroelettrica (30%). La capacità installata, come evidenziato nel grafico risulta pressoché costante per l'intero triennio analizzato, attestandosi a 0,8 GW.



Fonte: CEPAL, SIGET, Enerdata. Elaborazioni su dati SIGET per l'anno 2013.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori/*traders* e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

È previsto un regime di incentivi fiscali, inclusi un periodo di 10 anni di esenzione dalla tassazione sul reddito e un'esenzione per l'importazione di materiali e attrezzature per impianti rinnovabili.

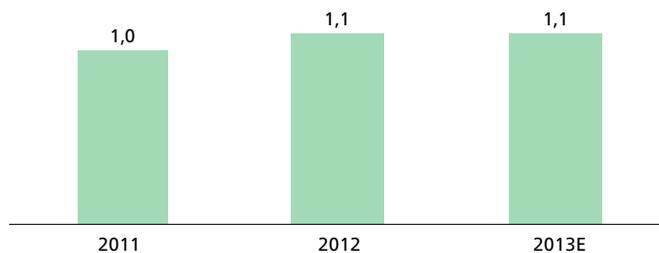
Il 22 agosto il Congresso ha approvato il decreto n. 460 definendo le norme relative all'assegnazione delle concessioni per progetti di piccola taglia. A partire dall'entrata in vigore del decreto sarà l'Assemblea Legislativa, e non più il Regolatore, l'autorità incaricata di approvare le concessioni per progetti mini-idro e geotermici con capacità installata fino a 5 MW.

Guatemala

Il Guatemala, uno dei Paesi più popolati dell'America Centrale con oltre 15 milioni di abitanti, presenta una crescente domanda di energia e un considerevole utilizzo di risorse rinnovabili (in particolare idroelettrico e biomassa) nel proprio mix energetico.

Nel 2013, la base installata da fonte rinnovabile è rimasta stabile a circa 1 GW, di cui circa il 90% derivante da fonte idroelettrica.

Secondo l'*Energy Policy 2013-2027* il Paese ha stabilito un target di generazione da fonti rinnovabili pari all'80% nel 2027.



Fonte: elaborazioni su dati CEPAL.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori/*traders* e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

È previsto un regime di incentivi fiscali, inclusi un periodo di 10 anni di esenzione dalla tassazione sul reddito e un'esenzione per l'importazione di materiali e attrezzature per impianti rinnovabili.



Come operiamo

Creare valore condiviso

Enel Green Power contribuisce per sua natura a uno sviluppo sostenibile: le fonti rinnovabili costituiscono infatti uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi Paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia, sostenendo allo stesso tempo la salvaguardia dell'ambiente.

Solo nel 2013 la produzione di energia da acqua, sole, vento e calore della terra ha portato Enel Green Power a evitare oltre 16 milioni di tonnellate di CO₂, oltre il 16% in più rispetto al 2012.

L'approccio di Enel Green Power alla sostenibilità, tuttavia, non si limita all'affermazione della sua natura intrinsecamente "green", ma intende promuovere una strategia che integri la sostenibilità nei processi di business e nell'intera catena del valore.

A questo scopo Enel Green Power ha intrapreso nel 2013 un percorso mirato a portare la cultura della sostenibilità al centro dei processi aziendali, con l'obiettivo di consolidare un modello di business incentrato sulla creazione di valore condiviso e sull'utilizzo razionale delle risorse. Con il coinvolgimento di tutte le Funzioni aziendali, è stato definito in maniera partecipata il modello di "Creating Shared Value" cui Enel Green Power vuole tendere, e stabilito un piano di azioni a breve, medio e lungo termine per assicurare la piena integrazione della sostenibilità nei diversi punti della catena del valore. Questo percorso sta portando Enel Green Power a un "cambio di prospettiva" nel proprio modo di operare, orientando l'Azienda a una gestione sempre più accorta delle proprie attività e a una presenza sempre più sostenibile nei suoi territori di presenza.

Governance ed etica

Principi di condotta

Enel Green Power basa il proprio operare su alcuni principi etici fondamentali che rappresentano il fulcro della cultura aziendale e lo standard di comportamento richiesto a tutti i collaboratori. Tali principi sono sanciti in alcuni documenti definiti a livello di Gruppo Enel, che Enel Green Power ha recepito e adottato dalla sua costituzione:

- > il Codice Etico individua i principi di "deontologia aziendale" e i relativi criteri di condotta che il Gruppo riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di tutti i dipendenti per prevenire il rischio di comportamenti non etici: dal contrasto alla corruzione alla correttezza sul mercato, dalla salvaguardia dell'ambiente alla tutela dei lavoratori;
- > il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo 231/2001 integra le regole di comportamento contenute nel Codice Etico ed è finalizzato a prevenire il rischio di commissione di una serie di reati specificati dal decreto, tra cui i reati di corruzione (inclusa la corruzione privata a partire dal 2013). I principi riportati nel Modello sono estesi

alle società controllate del Gruppo all'estero attraverso l'adozione di linee guida interne;

- > il Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione (TZC) rafforza l'impegno nel contrasto alla corruzione già assunto con il Codice Etico e il Modello 231. Il documento, oltre a ribadire la necessità di rispettare i principi di onestà, trasparenza e correttezza nello svolgimento delle attività lavorative, formula anche le misure anti-corruzione da adottare nei rapporti con i diversi interlocutori: partner e società controllate, fornitori e consulenti. Obiettivo prioritario del Piano TZC è ricercare e promuovere azioni volte allo sviluppo di una cultura della legalità, attraverso interventi educativi e la responsabilizzazione del personale del Gruppo.

Nel 2013, inoltre, Enel Green Power ha recepito e adottato la nuova *Policy* sui Diritti Umani del Gruppo Enel, che rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dagli altri principi e codici di condotta in materia di pratiche di lavoro e relazioni con le comunità e la società.

Gestione delle segnalazioni

Gli stakeholder di Enel Green Power possono segnalare all'Azienda, attraverso diversi canali, qualsiasi informazione riguardo a presunte violazioni, condotte e pratiche non in linea con i principi e le regole di condotta sanciti dal Codice Etico e dal Modello Organizzativo 231/2001. La Funzione *Audit* di Enel Green Power, con il supporto delle Funzioni aziendali interessate, analizza le violazioni ed effettua gli approfondimenti necessari per accertare il concreto verificarsi delle violazioni segnalate. Nella gestione delle segnalazioni è sempre assicurata la riservatezza dell'identità dei segnalanti.

Per ogni segnalazione ricevuta è predisposto un documento di sintesi che ne descrive l'oggetto, le analisi effettuate, le risultanze dell'attività ed eventuali azioni intraprese o da intraprendere a valle della segnalazione. Nei casi di maggiore significatività è previsto il coinvolgimento del Comitato Controllo e Rischi di Enel Green Power.

Nel 2013 si sono verificate quattro segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico, tutte risolte senza che sia stata accertata alcuna violazione.

Formazione etica

Per assicurare la diffusione e la corretta comprensione da parte dei propri dipendenti dei contenuti fondamentali degli strumenti normativi del Gruppo, Enel Green Power realizza specifici corsi. In particolare, i corsi relativi ai principi espressi dal Codice Etico e alle tematiche rilevanti ai fini del Modello 231 sono erogati nell'ambito delle iniziative e campagne di formazione lanciate dal Gruppo Enel e prevedono, attraverso l'utilizzo di una piattaforma *online*, una fruizione obbligatoria e test di comprensione con la finalità di sviluppare una conoscenza diffusa dei relativi contenuti.

Oltre alle iniziative di formazione *ad hoc*, destinate a famiglie professionali specifiche, i temi del Codice Etico, del Modello 231, della Tolleranza Zero alla Corruzione e della *Policy* sui Diritti Umani sono richiamati anche all'interno dei percorsi di formazione istituzionale dedicati ai neoassunti.

Spinta verso l'innovazione

Nel 2013 Enel Green Power ha destinato all'innovazione per lo sviluppo e la sperimentazione operativa di tecnologie innovative circa 16 milioni di euro, un quarto dei quali dedicati alla ricerca di medio-lungo periodo, mirando a un impegno complessivo previsto al 2016 di oltre 50 milioni di euro.

L'innovazione rappresenta uno degli elementi cardine per per-

seguire la crescita sostenibile del Gruppo. Nel corso dell'anno gli sforzi si sono concentrati lungo tre direttrici:

- > *miglioramento delle performance*, mirando al miglioramento delle performance su tutte le tecnologie nelle quali Enel Green Power è tradizionalmente presente, migliorandone la disponibilità anche grazie alla compresenza di più tecnologie di generazione e all'impiego di sistemi di accumulo elettrochimico;
- > *integrazione delle rinnovabili in ambienti urbani*, puntando all'impiego delle risorse rinnovabili in contesti antropizzati, grazie all'utilizzo di impianti di dimensioni ridotte e di basso impatto visivo, quali generatori eolici all'avanguardia e sistemi solari termodinamici di piccola taglia, nonché all'integrazione architettonica;
- > *utilizzo di nuove risorse rinnovabili*, sperimentando sistemi in grado di utilizzare risorse rinnovabili a oggi non utilizzate, con *focus* sull'energia dal mare.

Partnership e collaborazioni

Enel Green Power considera l'innovazione come costante apertura alle novità, al confronto e alle sperimentazioni. Forte di questa logica di "*open innovation*", si rivolge al mondo accademico, a realtà industriali consolidate e a *start-up* che possano contribuire a superare le sfide tecnologiche che Enel Green Power affronta attraverso la condivisione delle idee e delle proprie tecnologie e, laddove possibile, attraverso forme di co-investimento, integrando sempre, in questo percorso, il contributo e l'esperienza delle altre società del Gruppo Enel.

In particolare sono oggi attive:

- > *collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca*. Nel corso dell'anno è stata consolidata la relazione avviata nel 2012 con il TIS - Innovation Park e l'Assessorato all'Innovazione della Provincia Autonoma di Bolzano, volta ad agevolare lo sviluppo, il test e la diffusione di tecnologie innovative, come le biomasse e il minieolico, su tutto il territorio della Provincia. Sempre in questo ambito si inquadra la collaborazione con il *Best Program (Business Exchange and Student Training)* di Fulbright, programma promosso dall'Ambasciata degli Stati Uniti d'America a Roma e rivolto a giovani ricercatori in vari campi, tra cui l'energia e le tecnologie verdi. Inoltre, si evidenzia la collaborazione con ItaliaCamp, associazione italiana creata tre anni fa da un gruppo di giovani tra 25 e i 35 anni con l'obiettivo di promuovere l'innovazione favorendo la collaborazione delle università italiane e internazionali con istituzioni e imprese italiane;
- > *partnership tecnologiche con aziende e start-up*. Tra gli accordi di partnership tecnologica, particolare importanza ri-

veste l'accordo con 40South Energy, nel campo dell'energia marina, che ha consentito di mettere in esercizio al largo di Punta Righini, in Toscana, la macchina marina denominata R115 sviluppata dalla stessa 40South Energy. La macchina produce 100 kWe sfruttando l'energia del moto ondoso con un elevato grado di sicurezza nell'esercizio, grazie alla manutenzione eseguibile completamente in superficie, e ha una assoluta compatibilità ambientale;

> *collaborazioni interne al Gruppo Enel.* Enel Green Power è coinvolta in numerosi progetti avviati in sinergia con altre società del Gruppo:

- *Corporate venturing:* è il caso di Enel Lab, un'iniziativa che vede coinvolte tutte le maggiori società del Gruppo e che si propone all'imprenditoria giovanile con una funzione di investitore e promotore di eccellenza, selezionando e supportando le migliori *start-up* italiane. Enel Green Power ha partecipato attivamente all'iniziativa nel corso dell'anno supportando la società I-EM, una delle vincitrici della prima edizione del concorso Enel Lab, che offre soluzioni ICT per la gestione della generazione distribuita, dell'efficienza energetica e delle *smart grids*. Inoltre I-EM ha sviluppato soluzioni di meteo professionale e di pre-

visione della producibilità dedicate ad aziende che gestiscono impianti da energie rinnovabili per una loro migliore integrazione in rete;

- *Ricerca & Sviluppo:* Enel Green Power collabora con la Divisione Ingegneria e Ricerca per la gestione di progetti strategici di medio-lungo periodo, con ricadute dirette importanti sulle attività di Enel Green Power, dallo studio di nuove tecnologie quali le DSSC (*Dye Sensitized Solar Cells*) e il LSC (*Luminescence Solar Concentrator*), alla ricerca di soluzioni innovative sul fronte della *safety* e della sicurezza informatica.

Nel corso del 2013 la Funzione Innovazione di Enel Green Power ha ricevuto e analizzato oltre 50 progetti innovativi al mese, provenienti sia da fonti interne al Gruppo Enel sia da fonti esterne. Coerente con l'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. In tal senso, nel 2013 è stato attivato un progetto di *crowdsourcing* accessibile dal sito internet di Enel Green Power, per consentire a chi lo volesse di condividere idee e proposte innovative.

Approccio integrato a Salute, Sicurezza e Ambiente

Il Gruppo Enel Green Power si propone di affrontare con visione sistemica e in un'ottica di miglioramento continuo la gestione della Sicurezza, della Salute e degli aspetti ambientali, sia nella propria azione diretta sia in quella indiretta.

A fronte di questo impegno, il Gruppo si è dotato di un Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente conforme alle Norme Internazionali BS OHSAS 18001:2007 e UNI EN ISO 14001:2004. Tale sistema di gestione è adottato in tutto il perimetro organizzativo/geografico ed è certificato, in accordo con le norme sopra citate, con un livello di copertura del 100%. Il Sistema di Gestione Integrato persegue i seguenti obiettivi:

- > integrare le problematiche della salute e sicurezza sul lavoro e della tutela ambientale all'interno delle normali attività decisionali e gestionali;
- > adottare tecnologie e processi che offrano un miglioramento continuo delle condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e delle condizioni ambientali interne ed esterne;
- > attuare tutto quanto necessario per l'eliminazione dei rischi per la salute e sicurezza sul lavoro, da cui possono derivare incidenti o infortuni alle persone e per evitare o ridurre

l'inquinamento attraverso la prevenzione degli incidenti, il controllo dei materiali impiegati, dei rifiuti generati, il rispetto delle procedure operative stabilite;

- > sviluppare, mediante adeguati programmi di informazione, formazione e addestramento, le capacità del personale impegnato nelle diverse attività lavorative, in condizioni normali e in situazioni di pericolo o emergenza, al fine di migliorare la consapevolezza del proprio ruolo e delle proprie potenzialità, sia in relazione alla prevenzione dei rischi inerenti alla salute e sicurezza sia in relazione al conseguimento degli obiettivi e dei risultati di prestazione ambientale;
- > promuovere e sostenere un dialogo aperto con i cittadini, gli enti e le amministrazioni sui riflessi che le attività del Gruppo hanno nei confronti della collettività e dell'ambiente, per favorire interventi di protezione e di valorizzazione a tutela e per il miglioramento della salute e sicurezza interna ed esterna.

La Funzione Qualità, Sicurezza e Ambiente (QSA) opera attraverso un presidio a livello di Capogruppo, che si occupa di definire linee guida, politiche e procedure e di coordinare

centralmente le attività, e Direzioni QSA nelle diverse aree geografiche per l'implementazione dei programmi e delle inizia-

tive e il monitoraggio delle performance nell'intero perimetro di attività.

Salute e sicurezza sul lavoro

Nel 2013 l'impegno economico complessivo per le attività di salute e sicurezza è stato di 59,8 milioni di euro, corrispondente a una spesa per dipendente di 17.252 euro.

Nel corso dell'anno non si sono verificati infortuni gravi ⁽⁷⁾ o mortali, né a personale di Enel Green Power né a dipendenti di ditte appaltatrici. Si sono invece verificati 15 infortuni di natura non grave, di cui 7 a dipendenti Enel Green Power e 8 ad appaltatori. Questi risultati portano a ritenere sempre prioritario l'impegno verso il raggiungimento dell'obiettivo "Zero infortuni", che Enel Green Power condivide con tutto il Gruppo Enel. Per questo, anche nel 2014, resteranno di primario rilievo per il Gruppo le attività nell'ambito della valutazione dei rischi, della prevenzione e del monitoraggio, così come i programmi di sensibilizzazione al personale dell'Azienda e delle ditte appaltatrici nonché la diffusione di una cultura della sicurezza a tutti i livelli.

Valutazione, gestione e verifica

La valutazione dei rischi per la sicurezza e per la salute dei lavoratori in ciascun impianto e attività è effettuata dalle Direzioni Qualità, Sicurezza e Ambiente (QSA) locali. I pericoli che possono interagire con i lavoratori, inclusi i fornitori e gli ospiti, sono esaminati e valutati nelle diverse condizioni di esercizio normale e non normale (come le situazioni incidentali o d'emergenza ragionevolmente prevedibili sulla base di eventi occorsi nella Direzione locale o su altri impianti simili) e per le eventuali modifiche organizzative del lavoro (ristrutturazioni, modifiche nei metodi di lavoro ecc.).

Sulla base degli specifici rischi vengono individuate le misure di prevenzione e protezione, stabiliti i dispositivi di protezione individuale da adottare, definite le priorità d'intervento e programmate le misure ritenute opportune per garantire il miglioramento nel tempo dei livelli di sicurezza.

Al fine di verificare le prestazioni del Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente a livello dell'intero Gruppo

Enel Green Power e l'adeguatezza delle azioni delle Direzioni locali per tematiche specifiche, viene definito un piano di *Audit* interni su base triennale, che coinvolge tutti gli impianti e le realtà produttive del Gruppo. A livello delle Direzioni locali vengono poi predisposti, annualmente, piani di *Audit* interni per esigenze specifiche.

Formazione e sensibilizzazione sulla sicurezza

Enel Green Power considera la promozione della cultura della sicurezza come il principale strumento di prevenzione. L'obiettivo "Zero Infortuni", condiviso con il Gruppo Enel, ha come presupposto l'aumento delle conoscenze nel campo della sicurezza e quindi della consapevolezza dei rischi e di come evitarli.

Enel Green Power ha pertanto progettato e attivato una serie di programmi e attività volti a sensibilizzare sia i propri lavoratori sia i lavoratori delle imprese appaltatrici all'adozione di comportamenti sicuri in tutte le proprie attività. Nel 2013, in particolare, il 100% degli appaltatori e subappaltatori ha partecipato a programmi di sensibilizzazione sul tema della sicurezza.

Di particolare rilievo è il programma *One Safety*, un processo strutturato e sistematico di osservazione dei comportamenti sul lavoro del personale Enel Green Power e degli appaltatori attraverso *checklist* distinte per tecnologia ma omogenee per tutto il Gruppo Enel. Obiettivo delle osservazioni è rinforzare i comportamenti corretti e correggere quelli a rischio. Il punto di forza del progetto *One Safety* è la condivisione con gli interessati dei motivi e dei risultati delle osservazioni in un'ottica "non punitiva", che crea un clima di collaborazione e favorisce la consapevolezza a tutti i livelli dei rischi sul lavoro e di come prevenirli.

Evoluzione del programma *One Safety* e affiancato a esso è

(7) Per "infortuni gravi" si intendono gli infortuni che determinano una prima prognosi maggiore di 30 giorni di calendario di inabilità al lavoro.

Personalized One Safety, introdotto da Enel Green Power ad aprile 2013 e il cui cuore è costituito da *workshop* periodici nei quali, attraverso l'uso di un *film* emozionale e di una discussione guidata e strutturata, si giunge alla definizione di piani d'azione adattati alle particolari condizioni operative, culturali o tecnologiche. Tale metodologia è condivisa anche con gli appaltatori, al fine di incoraggiarli ad appropriarsi di una reale e approfondita cultura della sicurezza attraverso specifici piani di azione volti al miglioramento continuo delle performance.

Altro strumento fondamentale di diffusione della cultura della sicurezza presso il personale operativo è la formazione attuata attraverso la *Safety Academy*, volta a diffondere nella famiglia professionale della *Safety* una serie di competenze specifiche, sia tecniche sia di natura motivazionale e di comunicazione, e ad accrescere il livello di consapevolezza sulle caratteristiche individuali che possono influenzare i comportamenti professionali, così da sviluppare un atteggiamento proattivo e autorevole rispetto al ruolo ricoperto.

Per i laureati neoassunti destinati alle aree tecnico/operative, invece, è previsto il programma "Sei mesi in *Safety*", che li impegna nei loro primi sei mesi di attività in un percorso di formazione sui temi della sicurezza e prevede anche periodi di affiancamento operativo al personale del servizio di prevenzione e protezione.

Condivisione delle informazioni e delle best practice

La segnalazione degli infortuni e degli altri eventi incidentali (quali i "near miss" e gli infortuni "in itinere") è alla base di una costante attività di analisi e studio degli eventi e delle relative cause, a partire dalla quale vengono definite numerose iniziative di diffusione delle informazioni e di condivisione delle best practice atte a prevenire il ripetersi di tali eventi.

Per ciascun evento accaduto, infatti, vengono diffusi a tutti i livelli e in tutte le *Country* del Gruppo Enel Green Power *report* che descrivono nel dettaglio eventi infortunistici o qualunque situazione significativa per la sicurezza. Tale comunicazione si propone non solo di diffondere informazioni rilevanti ma anche di condividere possibili soluzioni comuni, rafforzando le sinergie tra le diverse *Country* e applicando misure preventive e correttive simili a valle di eventi accaduti in aree diverse.

La condivisione degli eventi, delle cause e delle soluzioni riguarda anche gli appaltatori e i subappaltatori che operano

nei cantieri e negli impianti Enel Green Power, con cui vengono organizzati incontri periodici a tutti i livelli, sia centrale sia di unità operative, fondamentali per la diffusione della cultura sulla sicurezza e per la crescita dei partner perseguita dal Gruppo Enel Green Power. Durante gli incontri periodici vengono illustrati gli standard di sicurezza messi a punto da Enel Green Power per le diverse tipologie di attività e tecnologie e vengono condivise le best practice individuate nell'ambito del Gruppo Enel Green Power e del Gruppo Enel.

L'efficacia di ogni singola iniziativa di prevenzione viene misurata sia in termini numerico/qualitativi, attraverso KPI definiti "leading" o "upstream" (es. numero di osservazioni *One Safety* nel periodo, piani di miglioramento individuati nei *Personalized One Safety* ecc.), sia in termini di risultati della prevenzione stessa, tramite il monitoraggio dei trend relativi agli andamenti infortunistici e incidentali misurati da KPI definiti "downstream" (es. numero di *near miss* in un dato periodo, indice di frequenza degli infortuni ecc.).

Con lo stesso obiettivo di prevenire gli infortuni attraverso la presa di coscienza dei comportamenti a rischio vengono diffuse in tutto il Gruppo Enel Green Power *policy* e regole di comportamento, come la *Stop Work Policy*, che sancisce il diritto/dovere per ogni "cittadino Enel" di intervenire e interrompere un'attività operativa quando ci si rende conto che è eseguita in presenza di rischi non valutati e controllati, o la campagna informativa "Cinque regole d'oro", relativa ai dieci rischi sul lavoro più frequenti nell'ambito del Gruppo Enel Green Power e del Gruppo Enel in generale (es. rischio elettrico, di caduta dall'alto ecc.), per ognuno dei quali vengono prodotte e diffuse in tutte le realtà operative cinque schede riepilogative che rappresentano le cinque "regole d'oro" che si devono seguire per evitare che il rischio si trasformi in infortunio.

Cultura della sicurezza a tutti i livelli

Affinché la cultura della sicurezza sia diffusa e condivisa non solo tra i lavoratori coinvolti in attività operative, ma tra tutti i dipendenti del Gruppo e tutti i soggetti che a vario titolo entrano in contatto con Enel Green Power, vengono realizzate numerose iniziative interne ed esterne di condivisione degli obiettivi e dei messaggi chiave sulla sicurezza.

Ogni anno, per esempio, durante la *International Health and Safety Week* si tengono in tutto il mondo incontri tematici su argomenti di Salute e Sicurezza, manifestazioni che coinvolgono i lavoratori e le loro famiglie, incontri con gli appaltatori e iniziative di sensibilizzazione a tutti i livelli.

La Sicurezza ha un ruolo di primo piano anche negli incontri di *Cascade*, un processo a cascata che parte dal vertice aziendale fino a raggiungere le unità operative, per la diffusione dei messaggi sulla Sicurezza e la condivisione delle best practice individuate in tutto il Gruppo.

A livello di unità vengono organizzati incontri periodici in cui si fa il punto della situazione e si discutono le performance ottenute e i trend degli indicatori di Salute e Sicurezza, allo scopo di attuare il miglioramento continuo delle condizioni di sicurezza.

Particolare attenzione è dedicata anche al coinvolgimento dei

manager, che hanno un ruolo fondamentale nella promozione della cultura della Salute e della Sicurezza nell'organizzazione. Le *Safety Walks*, per esempio, vedono coinvolti i manager a vari livelli organizzativi in sopralluoghi sui siti Enel Green Power, per dimostrare la loro attenzione e il loro impegno sui temi di Salute e Sicurezza e per promuovere in prima persona la cultura della Sicurezza, verificando l'adozione di comportamenti sicuri e lo stato delle attrezzature e degli impianti.

Incontri di condivisione sui temi generali e sulle pratiche di Salute e Sicurezza, infine, vengono tenuti periodicamente con i rappresentanti dei lavoratori e le organizzazioni sindacali.

Ambiente

Gli impatti ambientali più significativi delle attività di Enel Green Power variano a seconda della tipologia di impianto e della tecnologia utilizzata:

- > gli impianti eolici modificano il paesaggio, determinando un impatto visivo, e potrebbero interferire con le traiettorie di volo dell'avifauna;
- > gli impianti idroelettrici, che convogliano acqua da fiumi o laghi a volte anche a chilometri di distanza, provocano variazioni nella portata dell'alveo che possono influenzare la vita della fauna ittica;
- > nella geotermia, oltre alle modificazioni nel paesaggio, gli impatti ambientali più significativi sono le emissioni atmosferiche, le emissioni odorifere e il rumore;
- > l'utilizzo di pannelli fotovoltaici non comporta rischi o impatti sulla salute e sull'ambiente. L'unico aspetto che può essere considerato significativo riguarda l'impatto paesaggistico e l'utilizzo di terreno che potrebbe essere destinato ad altre funzioni;
- > negli impianti a biomassa gli impatti ambientali sono prevalentemente legati alle emissioni e all'approvvigionamento.

In coerenza con la Politica di Salute, Sicurezza e Ambiente, Enel Green Power si pone come obiettivo il sostegno alla salvaguardia dell'ambiente in tutte le fasi del proprio processo di sviluppo, costruzione e gestione degli impianti da fonti rinnovabili.

Nello sviluppo di nuovi progetti infrastrutturali, i possibili effetti del futuro impianto sull'ambiente vengono considerati attraverso le Valutazioni di Impatto Ambientale, richieste nell'ambito dei processi autorizzativi, che vengono effettuate in coerenza con le disposizioni di legge dei diversi Paesi. Sulla base di quanto emerge dalle analisi si individuano gli accorgimenti tecnici che possono mitigarli fin dalla fase di progettazione oppure si valutano, in accordo con le autorità locali,

opportuni interventi di compensazione (per esempio, progetti di sviluppo della biodiversità che valorizzino le peculiarità dell'ambiente locale).

Alcune tipologie di impatto vengono invece evitate a monte attraverso scelte di natura strategica, per esempio in materia di approvvigionamento. Ne sono esempi i requisiti di *green procurement* (si veda paragrafo "Gestione dei fornitori") o la prevalenza della "filiera corta" nella generazione di energia da biomasse, in cui Enel Green Power pianifica l'approvvigionamento con fornitori agricoli, agroindustriali e forestali sul territorio in modo da creare, al contempo, un bacino di riferimento per l'impianto e opportunità di redditi alternativi stabili e di lungo periodo per le aziende agricole locali.

Nella fase di costruzione, che rappresenta l'attività con il maggiore impatto sull'ambiente, l'impegno di Enel Green Power è di individuare il maggior numero possibile di interventi per prevenire e mitigare gli impatti del cantiere, anche e soprattutto collaborando con le imprese appaltatrici che nel cantiere operano.

A questo scopo è stato implementato un "Piano di prevenzione e mitigazione degli impatti ambientali" che definisce misure a salvaguardia dell'ambiente su aspetti come le emissioni atmosferiche, i rifiuti, gli scarichi, il rumore ecc. e che pone chiari criteri di gestione agli appaltatori. L'obiettivo del Piano è stabilire meccanismi di monitoraggio e di controllo delle performance ambientali all'interno dei cantieri tramite cui sviluppare programmi di miglioramento in collaborazione con fornitori e *contractor*, azioni di formazione e sensibilizzazione, meccanismi di coordinamento sempre più efficaci.

L'attenzione alla gestione degli impatti ambientali resta elevata anche durante l'esercizio degli impianti, attraverso il Sistema di Gestione Ambientale in essere in tutti i siti del Gruppo. In tale ambito, sia in Italia sia all'estero, vengono definiti

programmi di miglioramento in cui si identificano gli specifici interventi da realizzare per la gestione e la mitigazione di tutti gli impatti significativi, dal contenimento e abbattimento delle emissioni in atmosfera alla gestione dei rifiuti, dalla tutela delle risorse idriche alla gestione delle emergenze ambientali.

In particolare si segnala che il 18 dicembre 2013 la controllata Enel Green Power Hellas (EGPH) ha vinto nella categoria "Waste Management – Initiatives in Renewable Energy Sources" dei "2014 Environmental Awards", che hanno premiato le buone pratiche di aziende e organizzazioni in materia di tutela dell'ambiente e sostenibilità. La vittoria di EGPB è legata al sistema integrato per la gestione dei rifiuti dell'Azienda, che ha introdotto importanti innovazioni in merito alla costruzione di punti di raccolta temporanei dei rifiuti (i cosiddetti "punti verdi") e allo sviluppo di procedure interne avanzate.

Tutela della biodiversità

Gli impatti sulla biodiversità sono tra i più significativi per Enel Green Power, in particolare per gli impianti eolici, fotovoltaici e idroelettrici. Per tale ragione la biodiversità è tra i fattori fondamentali che vengono considerati nelle valutazioni di impatto prima dello sviluppo degli impianti.

Negli impianti eolici, in particolare, vengono effettuati specifici monitoraggi "ante operam", della durata di almeno un anno, sull'avifauna e la chiroterofauna, al fine di valutare le caratteristiche specifiche del sito e stimare la compatibilità dell'impianto in relazione alla presenza di specie protette e/o di rotte migratorie, anche attraverso l'applicazione di modelli previsionali di collisione. Tali osservazioni, nelle aree di maggiore sensibilità, vengono protratte fino alla fase di esercizio degli impianti, al fine di ottimizzare le modalità di gestione sostenibile degli stessi.

Il corretto "siting" degli impianti fotovoltaici è la chiave per

rendere compatibili queste infrastrutture con l'ambiente. La realizzazione di impianti fotovoltaici in aree degradate quali cave abbandonate, discariche esaurite, siti contaminati ecc. favorisce altresì il recupero ambientale delle stesse, contribuendo a creare condizioni protette e controllate, con impatto positivo anche sul recupero della biodiversità.

La mitigazione degli impatti sulla biodiversità degli impianti idroelettrici, fra i quali quelli ad acqua fluente, passa infine attraverso una attenta progettazione delle opere e l'adozione di specifiche modalità di monitoraggio e/o di esercizio. In particolare, da un punto di vista progettuale, è preferita, ove possibile, la realizzazione di canali e condotte di adduzione e scarico interrate (a tutela della fauna terrestre e anfibia) e vengono realizzate opere di protezione sui canali di adduzione. L'impatto sulla biodiversità è inoltre mitigato tramite la realizzazione di scale/ascensori di risalita per i pesci e il rilascio in alveo del Deflusso Minimo Vitale.

La realizzazione degli impianti è preceduta, ove opportuno, da specifici monitoraggi di valutazione della qualità delle acque e valutazione dello stato ecologico del fiume attraverso l'applicazione di metodi a indice: IBE (Indice Biotico Esteso) e IFF (Indice di Funzionalità Fluviale), unitamente al controllo delle caratteristiche chimiche e fisiche delle acque.

La conservazione della biodiversità è uno degli obiettivi strategici della politica ambientale del Gruppo Enel, che ha definito un Piano Strategico di Gruppo. Enel Green Power si inserisce in questo contesto promuovendo una serie di progetti in Italia e all'estero a sostegno della conservazione degli ecosistemi e degli habitat naturali nelle zone in cui è presente, non solo come operatore industriale, ma come soggetto locale attivo nella vita sociale, culturale e ambientale. I progetti riguardano gli impianti e le rispettive aree d'influenza e consistono in interventi preventivi e correttivi, studi di natura socio-ambientale, campagne di monitoraggio, progetti di ricerca e miglioramento, azioni compensative (dettagli sui progetti di tutela della biodiversità si possono trovare sul sito www.enelgreenpower.com).

Le nostre persone

Nel corso del 2013 Enel Green Power ha consolidato lo sviluppo e il focus sulla strategia organizzativa cosiddetta "Organizzazione Transnazionale", che sviluppa e sostiene una visione e un approccio organizzativo interno multiplo e differente in un contesto di integrazione solido, ma nello stesso tempo flessibile, in cui sono distribuite risorse e capacità a livello internazionale interdipendenti tra loro, mantenendo un presidio

centrale che garantisca trasversalità e omogeneità di strutture e processi.

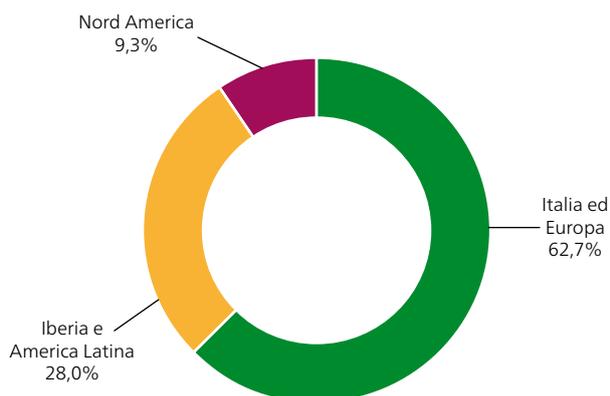
Nel 2013 Enel Green Power ha esteso la sua strategia di sviluppo a Paesi oggetto di nuovi investimenti. Tale sviluppo è stato supportato da un'organizzazione *in fieri* a supporto del raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo.

A tal proposito gli obiettivi perseguiti sono stati:

- > ricerca di efficienza e sinergie derivanti dal processo di integrazione globale;
- > gestione delle opportunità attraverso la flessibilità multinazionale;
- > sviluppo dell'innovazione, apprendimento e adattamento;
- > responsabilizzazione a livello locale;
- > sviluppo del business in nuovi Paesi.

La dimensione internazionale del Gruppo è stata, anche nel 2013, un fattore fondamentale nella dinamica della consistenza del personale. La favorevole crescita di Enel Green Power nei Paesi emergenti, in particolare in America Latina, ha infatti contribuito ad aumentare a livello globale il numero di dipendenti del Gruppo in linea con lo sviluppo del business: al 31 dicembre 2013 il personale del Gruppo ammonta a 3.599 persone, il 2,5% in più rispetto al 2012, di cui 2.054 in Italia e 1.545 nel perimetro estero. La crescita si è verificata in particolare nell'area Iberia e America Latina dove il personale del Gruppo è aumentato del 9,3%.

Organico per area geografica

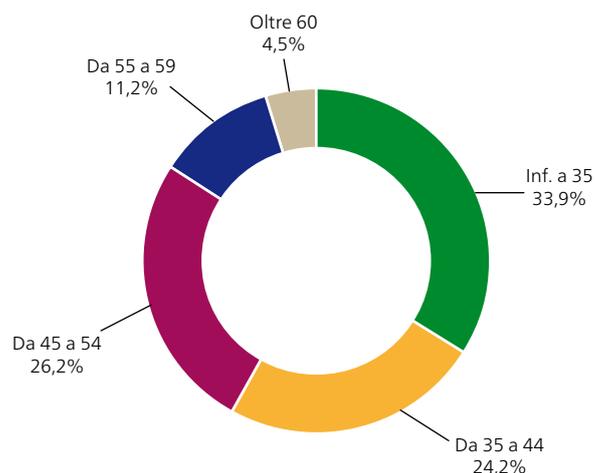


Nel contesto internazionale in cui Enel Green Power si trova a operare è dato, inoltre, grande rilievo alla mobilità del personale, promossa e sostenuta a vari livelli in un'ottica di sviluppo professionale delle risorse umane, di integrazione culturale e di miglioramento continuo nella gestione della diversità.

Enel Green Power ha inoltre definito nel corso del 2013 i criteri di gestione della mobilità di lungo periodo, le modalità di applicazione e il trattamento riservato al personale. Il processo di identificazione del personale idoneo ad accedere ai programmi di mobilità include la verifica della presenza dei requisiti del profilo ricercato e la valutazione delle aspirazioni e motivazioni personali dei candidati. A fine 2013 erano 57 le persone in assegnazione internazionale di lunga durata.

L'età media dei dipendenti di Enel Green Power è di 42 anni, con il 33,9% di persone al di sotto dei 35 anni, mentre le donne rappresentano il 18,7% della popolazione aziendale.

Dipendenti per fascia d'età



Dipendenti per genere



Sviluppo e formazione

Nel corso del 2013 sono state portate avanti numerose iniziative volte a sostenere e favorire lo sviluppo professionale delle persone di Enel Green Power. Tra gli esempi più significativi:

- > identificazione delle persone del *middle management* che ricoprono ruoli strategici (progetto *Relevant People*) e implementazione di uno specifico modello di gestione a loro dedicato. Nel 2013 il *focus* è stato posto sui Paesi dell'area Iberia e America Latina, per poi coinvolgere altri Paesi nel corso del 2014. Questo modello si propone di assicurare una struttura retributiva competitiva rispetto ai mercati dove le persone lavorano, rinforzare lo sviluppo individuale, prestare ascolto alle aspirazioni e motivazioni individuali e renderle partecipi dei processi di comunicazione e di riflessione strategica a livello di Gruppo. Nel 2013 il progetto ha coinvolto 100 persone;
- > definizione di piani di sviluppo individuali per gli *High Potentials*, tesi a favorire il percorso di crescita professionale e il rafforzamento delle competenze manageriali per le persone identificate come a più alto potenziale;

- > estensione del processo di valutazione delle performance (*Performance Review*) a tutto il personale di Enel Green Power in Italia e all'estero. Il processo ha visto per la prima volta l'inclusione del personale operaio (*Technician*) in tutte le aree geografiche;
- > estensione del processo di valutazione multidimensionale effettuata dal responsabile, dai riporti diretti e da *peers* (Valutazione 360°) destinata a manager e *top manager*, ampliando il numero di valutati da 30 a 117 persone;
- > completamento del progetto *Global Professional System*, partito nel 2012, che ha avuto l'obiettivo di creare "cataloghi" delle professioni di Enel Green Power a livello globale sulla base delle competenze tecniche e professionali presenti in Azienda. L'obiettivo è definire un linguaggio comune per gestire lo sviluppo professionale delle risorse all'interno dell'organizzazione, allineando i processi di selezione, valutazione, sviluppo, *training* e mobilità all'interno del Gruppo.

Nel corso del 2013 sono state erogate quasi 95.000 ore di formazione, per un totale di 28 ore di formazione per dipendente. Le iniziative sono state tese a favorire l'integrazione all'interno e tra le Funzioni a livello globale, a migliorare il processo di condivisione e omogeneizzazione delle best practice tecniche e gestionali, a migliorare le competenze linguistiche delle persone e a supportare l'allineamento dei comportamenti al Modello di Leadership adottato dal Gruppo Enel. Di seguito i principali interventi di formazione manageriale realizzati:

- > *Top Team Training*, rivolto al *top management* di Enel Green Power con l'obiettivo di attivare un confronto all'interno del *team* per condividere l'evoluzione futura di Enel Green Power, definire piani d'azione da implementare nel breve-medio termine e consolidare le competenze di gestione delle risorse umane;
- > *Project Management Culture*, rivolto ad alcune figure della Funzione *Engineering & Construction* (*Project Manager*, *Project Engineer* e *Construction Manager*) 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;
- > *Workshop E&C - Next scenarios*, rivolto alle prime e seconde linee della Funzione *Engineering & Construction* con l'obiettivo di condividere punti di forza e nodi critici della funzione e definire nuovi "modelli di lavoro";
- > *Procurement Journey*, rivolto alle prime e seconde linee della Funzione *Procurement* con l'obiettivo di costruire piani d'azione sui principali ambiti di attività della Funzione e rinforzare processi di comunicazione e condivisione di obiettivi all'interno di un *team* internazionale;

- > corsi *post Performance Review* con l'obiettivo di favorire l'appropriazione dei comportamenti del Modello di Leadership Enel.

Sul piano dell'ascolto, infine, è stato lanciato il *Why Generation Project*, teso ad ascoltare e raccogliere i "needs" e le aspettative dei dipendenti più giovani nei confronti dell'Azienda al fine di mettere in atto iniziative concrete per dare risposta alle necessità evidenziate. Il progetto ha previsto il lancio di una *survey online* e una successiva fase di implementazione di *focus group* per approfondire le principali evidenze emerse.

Relazioni industriali

Nel 2013, nell'ambito del progetto *One Company* (il processo, attualmente in corso, di ridefinizione del modello operativo del Gruppo Enel), sono state definite le regole e le modalità di interazione fra strutture centrali e Paesi per una gestione coordinata dei temi di carattere sindacale, in coerenza con quanto previsto dal Modello di relazioni industriali a livello di Gruppo Enel.

Il Modello adottato ha previsto la costituzione di un organismo sindacale di rappresentanza di tutti i lavoratori del Gruppo Enel, il *Global Works Council*, e di organismi bilaterali sindacati-azienda (cosiddetti "*Multilateral Committees*"), specializzati per materia, con il compito di dare concreta attuazione ai principi *One Company* anche nelle relazioni sindacali. I *Multilateral Committees* hanno prodotto nel 2013 tre raccomandazioni in materia di "*Equal Opportunities and Diversity*", "*Global knowledge sharing and skills empowerment*", "*Health and Safety Standards application*".

Il tema della *gender diversity* e delle pari condizioni di accesso per le donne alle opportunità di carriera, in particolare, è oggetto di un intenso dialogo tra sindacati e Azienda. Nel 2013 il Comitato bilaterale sindacati-Azienda per le pari opportunità, istituito in Italia in attuazione delle previsioni del Modello Enel di Relazioni industriali, ha focalizzato il proprio impegno sul tema della conciliazione tra impegni di lavoro e vita personale. Nel mese di novembre 2013, inoltre, l'analogo *Multilateral Committee on Equal opportunities and Diversity*, organismo bilaterale che opera a livello globale, ha prodotto una raccomandazione, approvata dal *Global Works Council* e presentata al management aziendale, per l'attuazione dei principi di pari opportunità e non discriminazione in tutte le fasi di gestione del rapporto di lavoro (selezione, carriera ecc.), per l'adozione di iniziative contro ogni genere di violenze o molestie sul lavoro, e per la promozione di azioni dirette a favorire un miglior equilibrio tra vita personale e impegno nel lavoro.

Relazione responsabile con le comunità

L'approccio di Enel Green Power alle relazioni con le comunità locali è improntato alla massima trasparenza e alla volontà di aprire e costruire nel tempo un dialogo bi-direzionale finalizzato alla ricerca di soluzioni sinergiche e condivise.

Con un perimetro internazionale e una sempre maggiore presenza nei Paesi emergenti, infatti, l'interazione continua con gli stakeholder locali è un elemento portante della strategia di crescita e sviluppo del business: attraverso l'ascolto e l'analisi delle esigenze dei territori in cui opera, Enel Green Power si pone l'obiettivo di massimizzare il valore condiviso, cercando di intervenire proattivamente per rispondere ai bisogni locali anticipando così necessità future e prevenendo eventuali conflitti. L'impegno è di contribuire in modo concreto allo sviluppo socio-economico attraverso iniziative modellate sulle esigenze e le potenzialità del territorio.

In linea con questa impostazione, Enel Green Power promuove attività di coinvolgimento della comunità articolate lungo tutto il processo di sviluppo e gestione dei progetti. Fin dalle prime fasi di sviluppo dei progetti, infatti, si imposta una modalità di lavoro mirata all'identificazione degli attori locali e dei loro bisogni di breve e di lungo periodo. Attraverso incontri periodici con gruppi di interesse, associazioni, autorità e imprenditori locali, interviste alle comunità, gruppi di lavoro *ad hoc* e incontri con i residenti, Enel Green Power cerca di instaurare un dialogo continuativo con gli stakeholder che consenta di valutarne le esigenze e di identificare risposte concrete. Particolare attenzione è posta, inoltre, al rispetto e alla tutela dei diritti delle popolazioni indigene che abitano in territori interessati da progetti e attività del Gruppo, con le quali vengono impostati processi di consultazione in linea con i più elevati standard internazionali in materia, come la Convenzione 169 dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro.

Sono esempi di questo approccio programmi come *EGP listens to you* in Messico – comitati locali, cui partecipano l'azienda, le istituzioni locali e la comunità, che realizzano interviste e *survey* sul territorio per raccogliere richieste e proposte tra cui selezionare i progetti da realizzare sul territorio – o il tavolo di lavoro con le comunità di Alto Loa per la valutazione dell'impatto ambientale dell'impianto geotermico di Cerro Pabellón in Cile, o studi periodici, come per esempio le analisi biennali svolte in Grecia per monitorare lo stadio di avanzamento e i risultati dei progetti in essere.

Gli spunti emersi dalle relazioni con gli stakeholder locali rappresentano la base per la costruzione di partnership di lungo periodo che accompagnano i progetti lungo tutto il loro ciclo di vita, dalla fase di sviluppo fino alla messa in esercizio. È il

caso di Palo Viejo in Guatemala, dove la collaborazione con la comunità locale ha portato all'elaborazione di un piano di cooperazione e responsabilità sociale di impresa ventennale, finalizzato a guidare gli investimenti e i programmi di sviluppo sul territorio.

La collaborazione con Organizzazioni Non Governative (ONG), aziende, lavoratori e manager radicati sul territorio, inoltre, è considerata fondamentale per massimizzare la vicinanza alle comunità. Per esempio, in Cile, Perù, Colombia e Paesi del Nord America, Enel Green Power lavora a stretto contatto con ONG e partner di sviluppo specializzati sia per quanto concerne le attività di ascolto e valutazione delle esigenze locali, sia nelle fasi di progettazione delle iniziative di supporto e sviluppo socio-economico. In Grecia, Francia e Brasile gli stessi lavoratori locali svolgono un ruolo di raccordo con il territorio portando le istanze delle loro comunità di provenienza e prendendo parte, in alcuni casi in qualità di portavoce e *testimonial*, agli eventi organizzati dall'Azienda per aumentare la sua visibilità sul territorio e favorire la comunicazione coi cittadini.

La corretta implementazione dei piani periodici, il monitoraggio delle azioni portate avanti e l'aggiornamento dei progetti in corso in corrispondenza dei naturali mutamenti delle esigenze delle comunità sono prioritari in tutti i Paesi di presenza di Enel Green Power.

Principali progetti e iniziative

Creare valore condiviso, promuovere lo sviluppo sostenibile e contribuire al miglioramento delle condizioni sociali delle popolazioni locali sono obiettivi connessi al modello di business e alla vocazione internazionale di Enel Green Power. La filosofia d'Azione del Gruppo in questi ambiti si basa sul privilegiare interventi di sviluppo sistemici che forniscano nuovi strumenti di azione alle popolazioni coinvolte facilitando cambiamenti di lungo periodo.

Questo approccio si sostanzia, *in primis*, nella realizzazione di progetti trasversali sui temi legati al *core business* dell'Azienda, come l'accesso all'energia. In questo campo, per esempio, la partnership con la ONG indiana *Barefoot College*, nel quadro del più ampio programma del Gruppo Enel *Enabling Electricity*, è un esempio di creazione di sviluppo concreto e misurabile che prosegue dal 2012. Nel 2013 il progetto ha coinvolto

altre 17 donne semianalfabete – da villaggi isolati, poveri e senza accesso all'elettricità di Messico, Panama, Colombia e Brasile – che si aggiungono alle altre 16 già precedentemente formate di Perù, Cile, El Salvador e Guatemala. Queste donne trascorrono un periodo di sei mesi nel nord dell'India, presso il *Barefoot College*, per imparare a installare e mantenere piccoli impianti fotovoltaici e diventare così tecnici solari, per poi tornare nel proprio luogo di origine e portare, grazie ai *kit* fotovoltaici messi a disposizione da Enel Green Power, luce, sviluppo e lavoro nei loro territori di provenienza. Dall'avvio nel 2012 il progetto ha coinvolto 36 comunità con la collaborazione di 10 ONG locali, consentendo l'accesso all'energia a oltre 1.000 famiglie rurali, grazie all'installazione in totale autonomia di altrettanti *kit* solari.

In occasione della Giornata Mondiale dell'Ambiente, il 5 giugno 2013 Enel Green Power ha presentato alla casa del Cinema di Roma il documentario *Bring the Sun Home* dedicato a tale iniziativa. Il docu-film, realizzato dai registi Chiara Andrich e Giovanni Pellegrini, vincitori del premio Enel Green Power Nuove Energie - Sole Luna Festival, ha ricevuto importanti riconoscimenti ed è stato selezionato per partecipare, ad agosto 2013, al Festival del Cinema di Locarno.

Anche nel 2013 Enel Green Power si è fatta promotrice, spesso con la collaborazione di ONG locali, di iniziative per lo sviluppo economico, la valorizzazione dell'ambiente e del territorio, l'istruzione e la formazione professionale, il supporto socio-economico alle fasce di popolazione più vulnerabili, il miglioramento infrastrutturale.

In Cile il programma sviluppato a partire dal 2008 in collaborazione con la ONG Agraria è un esempio particolarmente significativo di supporto all'imprenditorialità locale in coerenza con le caratteristiche e le potenzialità del territorio. Il programma mira allo sviluppo agricolo di sette comunità indigene Mapuche tramite la costruzione di serre, l'assistenza continuativa di tecnici agrari e la creazione di un fondo per l'acquisto di sementi. Oggi il progetto sta progressivamente evolvendo verso attività di supporto alla commercializzazione dei prodotti locali (anche attraverso il canale della grande distribuzione) e rende disponibili borse di studio per gli studenti del territorio, da allocare secondo criteri di merito.

Sempre nell'ambito del supporto all'imprenditoria locale è stato avviato, nel 2013, un programma di formazione per la Cooperativa di Artigiani di Cafarnaum a Bahia, in Brasile, grazie alla partnership con l'Istituto Mauá: il programma intende aiutare la Cooperativa a migliorare la qualità dei prodotti dei suoi consociati e a insegnare agli artigiani alcune nozioni di business fondamentali (per esempio i metodi per calcolare i prezzi, gestire le scorte, migliorare le tecniche di vendita ecc.). In Grecia, invece, le azioni sono state mirate a sostenere il set-

tore turistico nell'isola di Evia grazie alla diffusione delle tradizioni e dei prodotti locali.

Oltre a realizzare specifici progetti volti a dare impulso all'economia locale, Enel Green Power contribuisce con la sua stessa presenza a sostenere il tessuto imprenditoriale dei territori grazie all'indotto generato dalle proprie attività. Tramite la scelta di appaltatori e subappaltatori regionali e locali, quando possibile, e all'assunzione di personale del luogo, il Gruppo influisce sia direttamente sia indirettamente sull'economia delle zone in cui opera.

Tra i progetti innovativi portati avanti in questo campo si distingue, tra gli altri, la partnership con Legacoop per lo sviluppo di un modello di cooperazione tra territorio, produttori e impiantisti volto a creare valore grazie a una rete di piccoli impianti a biomassa, che utilizzano i sottoprodotti agricoli dei consociati della Lega. I primi risultati di questa iniziativa, per ora italiana – ad alto potenziale di impatto grazie alla creazione di filiere locali integrate – sono previsti per il 2014.

Nel campo dell'istruzione e della formazione Enel Green Power è impegnata in diversi programmi di supporto finanziario agli studenti locali (come in Costa Rica) e progetti di formazione professionale. Anche tali iniziative sono progettate in maniera il più possibile sinergica con lo sviluppo del business sul territorio, al fine di favorire opportunità di sbocco professionale all'interno di Enel Green Power o nelle aziende facenti parte del suo indotto.

Per esempio, in Brasile, nelle comunità afferenti all'impianto di Cristal, Enel Green Power ha promosso corsi sulle tecniche di costruzione per 60 giovani, che alla fine del programma potranno trovare un impiego nell'edilizia o fondare piccole imprese di costruzioni attive a livello locale e regionale. In Nord America, allo stesso modo, da diversi anni Enel Green Power ha istituito per gli studenti delle realtà vicine agli impianti forme di supporto agli studi universitari nel settore dell'energia. Numerose iniziative sono volte a promuovere la cultura delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e di un uso consapevole dell'energia. In diversi Paesi, per esempio, vengono organizzati momenti di formazione ai bambini sulle tecnologie rinnovabili in occasione della Giornata Internazionale dell'Ambiente. Lo stesso obiettivo ha il progetto del Gruppo Enel *Play Energy* (cui Enel Green Power ha partecipato in sei Paesi), concorso rivolto alle scuole primarie e secondarie che coinvolge studenti, famiglie e insegnanti in un percorso educativo-ludico sui temi dell'energia, tramite momenti didattici, visite guidate alle centrali, quiz e attività a tema. Rivolto ai figli dei dipendenti è invece il concorso "*We are Energy*", anch'esso volto a far conoscere ai ragazzi temi dell'energia, delle risorse e della sostenibilità. Nel 2013 hanno aderito al concorso 283 ragazzi, tutti figli di dipendenti Enel Green Power; i 21 vincitori

hanno frequentato il *campus* estivo e internazionale di "We are Energy".

Il tema dell'educazione rinnovabile è al centro anche di altre iniziative, rivolte non solo ai bambini ma anche alle famiglie e ai cittadini. In Italia, per esempio, nel 2013 si è ripetuta l'iniziativa TrenoVerde, mostra itinerante sul tema delle *smart city*, della mobilità sostenibile e dell'innovazione che ha toccato otto centri urbani in collaborazione con Ferrovie dello Stato e Ministero dell'Ambiente. Ogni anno Enel Green Power partecipa poi all'iniziativa del Gruppo Enel "Centrali Aperte", aprendo i propri impianti a visite guidate volte a far conoscere il fun-

zionamento delle diverse tecnologie e che nel 2013 ha visto la partecipazione di oltre 150.000 visitatori. Nel 2013, infine, per celebrare il centenario della geotermia è stato organizzato a Larderello (in Toscana) il convegno mondiale della geotermia ed è stato ufficialmente inaugurato il primo Museo Nazionale della Geotermia, per accompagnare i visitatori alla scoperta della storia della geotermia dall'epoca etrusco-romana a oggi. Progetti riguardanti il supporto alle classi sociali più deboli, nonché contributi alle attività ricreative o per interventi tipicamente infrastrutturali, sono realizzati nella maggior parte dei Paesi in cui Enel Green Power opera.

I principali progetti del 2013



Enabling Electricity - Barefoot College Programma di formazione e capacity building per donne di comunità isolate per diventare tecnici solari Brasile Colombia Perù El Salvador Guatemala Messico Panama Cile		Selezione di fornitori e lavoratori locali Grecia	Selezione di fornitori e lavoratori locali per i parchi eolici di Angosturas e Madroñales Spagna	Programma di elettrificazione rurale per la comunità di Fortuna Panama
Supporto alla "Cooperativa de Artesãos de Cafarnaum" di Bahia Brasile	Progetto "Agraria" Sviluppo agricolo delle comunità indigene Mapuche Cile	Programma di supporto alle attività di allevamento nell'area di Oaxaca Messico	Programma di sostegno e formazione ai pescatori locali Perù	Accordo con il Governo di Guerrero per rafforzare il sistema produttivo locale e la rete infrastrutturale Messico
Supporto al settore turistico nel Sud dell'isola di Evia Grecia	Supporto alla catena di fornitura e forza lavoro locale Romania	Collaborazione con Legacoop per lo sviluppo di un modello di business innovativo sulla biomassa Italia	Progetto "Sembra" Piano di sviluppo dell'allevamento di bestiame nell'area dell'Alto Loa Cile	Progetto "Sembra" Sviluppo agricolo delle comunità indigene del Nord del Paese Cile



PROTEZIONE
 DELL'AMBIENTE E VALORIZZAZIONE
 DEL TERRITORIO LOCALE



SVILUPPO ECONOMICO
 E SUPPORTO ALL'IMPRENDITORIA LOCALE



SOSTEGNO SOCIALE

Progetto Natura e Territorio
 Eventi di valorizzazione della cultura e delle tradizioni locali

 Italia | Portogallo

Sponsorizzazione dello Zoo di Hutchinson

 Stati Uniti

Piano di collaborazione in campo ambientale con la Fundación Patrimonio Natural de Castilla y León

 Spagna

Conservazione della riserva naturale di Fortuna e sostegno allo sviluppo agricolo locale

 Panama

Social Management Committee
 Comitato locale che gestisce progetti sociali, fondi e programmi infrastrutturali

 Guatemala | Panama

Collaborazione in campo ambientale con la Associação de Conservação do Habitat do lobo ibérico

 Portogallo

Progetto di decontaminazione dell'acqua

 Cile

Gestione dei fornitori

Il Gruppo Enel ha istituito un sistema di qualificazione dei fornitori che consente un'accurata valutazione delle imprese che intendono partecipare alle procedure di approvvigionamento. Il processo di qualificazione richiede, anche in ossequio alla normativa vigente in materia, la presentazione di una serie di documenti (autocertificazioni circa il possesso dei requisiti di ordine generale, bilanci, certificazioni ecc.) e l'adesione ai principi espressi dal Codice Etico, dal Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e dal Modello Organizzativo e Gestionale 231/2001 con specifico richiamo all'assenza di conflitto d'interessi anche potenziale.

Il sistema di qualificazione rappresenta:

- > una garanzia per Enel Green Power, poiché costituisce un elenco aggiornato di soggetti con accertata affidabilità (legale, economico-finanziaria, tecnico-organizzativa, etica e di sicurezza) cui attingere;
- > un'opportunità, per i fornitori, di essere interpellati nelle gare di approvvigionamento indette dal Gruppo, nell'ambito del gruppo merceologico di qualificazione e in ragione della classe di interpellato.

Per rendere il sistema di qualificazione sempre più in linea con le politiche di sostenibilità del Gruppo, da tempo uno degli elementi di valutazione è anche il rispetto dell'ambiente. In particolare, per le categorie merceologiche a impatto ambientale, nei requisiti per la qualificazione è richiesta l'attuazione di un sistema di gestione ambientale conforme alla ISO 14000. Tale richiesta verrà estesa gradualmente a tutti i comparti significativi.

Enel Green Power, inoltre, ha adottato un piano di *Green Procurement* che stabilisce specifici requisiti ambientali per alcune categorie merceologiche, prevedendo l'approvvigionamento di prodotti e servizi più attenti all'ambiente rispetto

ad altri utilizzabili allo stesso scopo. Tale attenzione alla tutela ambientale si riflette anche nelle scelte effettuate a monte delle proprie attività, per esempio nell'evitare l'utilizzo di pannelli fotovoltaici contenenti sostanze tossiche come il telloruro di cadmio, e a valle, per esempio avendo previsto il tema dello smaltimento dei pannelli fotovoltaici nei propri processi. Nel 2013, per il perimetro Italia, l'aggiudicato e il contrattualizzato "green" ammontano a oltre il 50%.

Per tutti i gruppi merceologici dei lavori da affidare in appalto, i fornitori sono valutati in relazione all'Indice di Sicurezza, che considera in particolare la struttura organizzativa del fornitore destinata al rispetto delle relative norme e alla sorveglianza.

Per fare in modo che la tutela dei diritti umani, uno dei principi alla base dell'agire di Enel, sia assicurata anche dalle imprese fornitrici del Gruppo sia in Italia sia all'estero, Enel informa i propri fornitori che nella conduzione dei propri affari e nella gestione dei rapporti si riferisce ai principi contenuti nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e nel Modello 231, e prevede che anche i fornitori si ispirino agli stessi valori nella gestione delle attività e dei rapporti con i propri interlocutori.

Il Gruppo ha inoltre predisposto alcune clausole contrattuali specifiche in tema di rispetto dei diritti umani da inserire in tutti i contratti di forniture, appalto e servizi. Dette clausole prevedono il divieto di ricorso al lavoro minorile e al lavoro forzato, la libertà di sindacato e di associazione, il divieto di discriminazione e il rispetto degli obblighi di sicurezza e tutela ambientale.

Allo scopo di verificare il rispetto da parte dei fornitori/appaltatori degli specifici obblighi etico-sociali, Enel si riserva la facoltà di effettuare controlli presso le unità produttive e le sedi operative degli stessi.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

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 l'effetto della gestione rischio commodity: determinati quali sommatoria dei "Ricavi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando all'"Utile operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore", 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 e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > dei "Titoli" e di altre partite degli "Altri crediti finanziari" inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";

- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei Fondi non precedentemente considerati, delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", 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. Più in generale, l'indebitamento finanziario del Gruppo Enel Green Power è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Definizione di alcuni indicatori di sostenibilità

Relativamente agli indicatori di sostenibilità, sono riportati gli indicatori ritenuti di maggiore rilevanza ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo rispetto ai principali ambiti dell'etica aziendale, della sostenibilità ambientale e della sostenibilità sociale.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione degli indicatori frutto di stime.

Emissioni di CO₂ evitate: vengono calcolate moltiplicando la produzione di energia elettrica ottenuta con ciascuna fonte rinnovabile per l'emissione specifica media di CO₂ della produzione termoelettrica fossile degli impianti del Gruppo Enel presenti nei diversi ambiti territoriali (in mancanza di impianti termoelettrici del Gruppo viene presa come riferimento l'emissione specifica media nazionale tratta dal database Ener-

data (<http://services.enerdata.eu>). Le emissioni evitate complessive sono calcolate come somma delle emissioni evitate nei diversi ambiti territoriali.

Organico di ditte appaltatrici: il dato viene calcolato a partire dalle ore lavorate dai dipendenti di ditte appaltatrici all'interno delle aree di proprietà di Enel Green Power (rilevate tramite controllo degli accessi), convertite in FTE (*full-time*

equivalent - equivalente a tempo pieno) in base a fattori di conversione basati sulle ore lavorate medie a livello Paese.

Giorni lavorati da dipendenti di appaltatori e subappaltatori: il dato viene calcolato a partire dalle ore lavorate dai dipendenti di ditte appaltatrici all'interno delle aree di proprietà di Enel Green Power (rilevate tramite controllo degli accessi), convertite in giorni sulla base delle ore lavorative medie giornaliere.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

Esercizio 2012

- > Acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rocky Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- > acquisizione, in data 27 giugno 2012, dell'ulteriore 50% del capitale sociale delle società del gruppo Kafireas, precedentemente incluse nel perimetro della *pipeline* eolica greca "Elica 2" e consolidate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria detenuta (30%); conseguentemente, a partire da tale data, le società sono consolidate con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 28 giugno 2012, del 100% di Stipa Nayaá, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica;
- > acquisizione, in data 12 ottobre 2012, dell'ulteriore 58% di Trade Wind Energy, società nella quale il Gruppo precedentemente deteneva una quota azionaria del 42%; conseguentemente a tale acquisizione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 21 dicembre 2012, del 99,9% di Eólica Zopiloapan, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica.

A partire dal quarto trimestre 2012, per il venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività/passività destinate alla vendita, le attività della partecipata Enel Green Power España sono state riclassificate nelle relative voci di Stato patrimoniale.

Esercizio 2013

- > Acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società eolica cilena;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nel settore della biomassa in Italia; considerato il controllo congiunto della società con un altro operatore, la società è consolidata con il metodo proporzionale;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Wind Project, società eolica statunitense;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, tramite esercizio delle relative opzioni, di un'ulteriore quota del 26% delle società eoliche statunitensi Chisholm View LLC e Prairie Rose LLC, consolidate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, le società sono consolidate con il metodo integrale;
- > cessione, in data 1° luglio 2013, della partecipazione di Enel.si Srl, società interamente controllata, a Enel Energia SpA. A seguito della cessione, Enel.si è stata deconsolidata a partire dal 1° luglio 2013 e i risultati economici conseguiti dalla stessa sino alla data di cessione, come la plusvalenza realizzata dalla cessione delle quote del capitale sociale della stessa, sono rappresentati come *discontinued operations*;
- > acquisizione, in data 8 novembre 2013, della società Origin Wind Energy LLC, titolare di un progetto di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > acquisizione, nel mese di dicembre 2013, del 100% di otto società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;

> acquisizioni minori del 2013 relative alla quota di controllo nella società francese La Vallier (già fusa in Enel Green Power France), nella società messicana Dominica e nella società italiana Finale Emilia.

A partire dal quarto trimestre 2013, in accordo con i requisiti

previsti dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività e delle passività destinate a essere cedute, si è proceduto a riclassificare nelle relative voci di Stato patrimoniale le attività e le passività inerenti alle partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione e il valore della partecipazione nella società francese WP France 3.

Risultati economici del Gruppo

Si riporta di seguito il Conto economico riclassificato del 2013 confrontato con i dati *restated* del 2012.

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	2.778	2.476	302
Totale costi	991	850	141
MARGINE OPERATIVO LORDO	1.787	1.626	161
Ammortamenti e perdite di valore	722	696	26
UTILE OPERATIVO	1.065	930	135
Proventi finanziari	79	132	(53)
Oneri finanziari	(347)	(360)	13
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(268)	(228)	(40)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	64	47	17
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	861	749	112
Imposte	324	284	40
Risultato delle <i>continuing operations</i>	537	465	72
Risultato delle <i>discontinued operations</i> ⁽¹⁾	61	-	61
UTILE DELL'ESERCIZIO	598	465	133
- Quota di pertinenza di Gruppo	528	387	141
- Interessenze di minoranza	70	78	(8)

(1) Il risultato delle *discontinued operations* è interamente di pertinenza del Gruppo.

Ricavi

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.743	1.642	101
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	864	666	198
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	21	(8)	29
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	2.628	2.300	328
Altri ricavi e proventi	150	176	(26)
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	2.778	2.476	302

I **ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity***, pari a 2.778 milioni di euro, evidenziano un incremento di 302 milioni di euro rispetto al 2012 *restated* (+12,2%) per l'effetto combinato di un aumento di 328 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.628 milioni di euro nel

2013) e di una riduzione degli altri ricavi per 26 milioni di euro (pari a 150 milioni di euro nel 2013), tenuto conto di un effetto cambi negativo di 31 milioni di euro.

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, com-

prensivi degli incentivi (pari a 198 milioni di euro), deriva principalmente dalla crescita della produzione in Italia ed Europa (170 milioni di euro), in Nord America (90 milioni di euro) e in Iberia e America Latina (68 milioni di euro). I ricavi realizzati in Spagna tengono conto della stima degli effetti della modifica regolatoria introdotta con il Regio Decreto Legge n. 9/2013.

I ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi, pari a 864 milioni di euro, si incrementano di 198 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente in Italia ed Europa (154 milioni di euro) e in Nord America (42 milioni di euro), per effetto della maggior produzione incentivata e dell'andamento del prezzo decrescente di Borsa in Italia che ha determinato un conseguente incremento dell'incentivo.

Gli altri ricavi e proventi includono gli effetti della cessione della quota di controllo del 51% di Buffalo Dunes che complessivamente ha comportato la rilevazione di 40 milioni di euro, relativi alla plusvalenza realizzata sulla quota ceduta (20 milioni di euro) e alla conseguente rimisurazione al fair value del 49% ancora in portafoglio (20 milioni di euro). Rispetto al 2012 restated tale voce si riduce di 26 milioni di euro principalmente riferibili al Nord America e nell'esercizio precedente accoglieva la cancellazione del debito per success fee per l'acquisizione del progetto Caney River (31 milioni di euro), la rimisurazione al fair value delle attività e delle passività della società Trade Wind Energy (21 milioni di euro) e la dismissione di immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro).

Costi

Milioni di euro

	2013	2012 restated	Variazione
Energia e materiali	265	239	26
Personale	247	273	(26)
Servizi	444	413	31
Altri costi operativi	138	87	51
Costi capitalizzati	(103)	(162)	59
Totale	991	850	141

I costi, pari a 991 milioni di euro, presentano un incremento di 141 milioni di euro rispetto al 2012 restated (+16,6%), per effetto di un aumento dei costi per energia e materiali, per servizi e degli altri costi operativi, solo in parte compensato da una riduzione del costo del personale e dall'effetto cambi negativo per 13 milioni di euro.

L'incremento dei costi per energia e materiali (26 milioni di euro, +10,9%) deriva principalmente dall'effetto combinato dei maggiori acquisti netti di energia e combustibili (52 milioni di euro), principalmente a Panama e in Cile, e di materiali (pari a 18 milioni di euro), tenuto conto della quota capitalizzata. Tale ultimo effetto è peraltro più che compensato dai minori costi di materiali capitalizzati (48 milioni di euro).

La riduzione del costo del personale (26 milioni di euro, -9,5%) è connessa principalmente alla rilevazione nel 2012 degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione, assegnato a taluni dipendenti in Italia, pari a 39 milioni di euro, effetto in parte compensato dall'incremento dei costi ordinari del personale in linea con la maggiore consistenza media.

L'incremento dei costi per servizi (31 milioni di euro, +7,5%) riflette principalmente l'aumento dei corrispettivi per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (13 milioni di euro), dei

canoni per derivazione acqua (8 milioni di euro) e dei costi per consulenze tecniche sugli impianti per effetto della maggiore capacità installata (3 milioni di euro).

L'incremento degli altri costi operativi (51 milioni di euro, +58,6%) deriva, oltre che dalla crescita della capacità installata, dall'introduzione di una tassa sulla produzione da fonti rinnovabili in Spagna e in Grecia (42 milioni di euro).

Il margine operativo lordo, pari a 1.787 milioni di euro, presenta un aumento di 161 milioni di euro (+9,9%) rispetto al 2012 restated ed è stato realizzato principalmente in Italia ed Europa (112 milioni di euro) e Nord America (49 milioni di euro).

L'area Italia ed Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 1.044 milioni di euro, in aumento di 112 milioni di euro rispetto al 2012 restated (pari a 932 milioni di euro), per effetto del citato incremento dei ricavi e della rilevazione nell'esercizio precedente degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione, effetti parzialmente compensati dall'incremento dei costi connessi principalmente all'introduzione della tassa sulla produzione da fonti rinno-

vabili in Grecia e alla maggiore capacità installata. L'area Iberia e America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 497 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente, tenuto conto di un effetto cambi negativo (10 milioni di euro). Il citato incremento dei ricavi, realizzato grazie alla maggiore produzione nonostante la riduzione tariffaria introdotta in Spagna con il Regio Decreto Legge n. 9/2013, è stato infatti interamente compensato dai maggiori costi per acquisto di energia e combustibili (pari a 41 milioni di euro), principalmente a Panama, in Cile e in Iberia, e dall'introduzio-

ne della tassa sulla produzione da fonti rinnovabili in Spagna (pari a 26 milioni di euro).

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 246 milioni di euro, in aumento di 49 milioni di euro (tenuto conto di un effetto cambi negativo per 8 milioni di euro) rispetto all'esercizio precedente (197 milioni di euro), per effetto del citato incremento dei ricavi, solo in parte compensato dall'aumento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Altre voci di Conto economico

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 722 milioni di euro, registrano un aumento di 26 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+3,7%), principalmente per effetto della rilevazione degli ammortamenti sulla nuova capacità installata.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 268 milioni di euro, registrano un aumento di 40 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+17,5%), principalmente riconducibile al maggior indebitamento netto medio e all'incremento sui tassi correlato all'aumento della durata media del debito.

La **quota dei proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, pari a 64 milioni di euro, evidenzia un incremento di 17 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+36,2%), principalmente per i maggiori utili netti realizzati dalle collegate in Nord America (11 milioni di euro) e in Iberia (9 milioni di euro).

Le **imposte**, pari a 324 milioni di euro, registrano un incremento di 40 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+14,1%). L'incidenza delle imposte sull'utile *ante* imposte è pari al 38% ed è in linea con l'esercizio precedente.

Risultato delle *discontinued operations* - Euro 61 milioni

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	70	215	(145)
Totale costi	69	202	(133)
Margine operativo lordo	1	13	(12)
Ammortamenti e perdite di valore	8	10	(2)
UTILE OPERATIVO	(7)	3	(10)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	(2)	2
Imposte	-	1	(1)
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	(7)	-	(7)
Plusvalenze da cessione attività	68	-	68
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	61	-	61

A seguito della cessione della partecipazione, avvenuta con data di efficacia 1° luglio 2013, Enel.si è stata deconsolidata a partire da tale data; i risultati conseguiti sino alla data di cessione e la plusvalenza realizzata con la cessione delle quote nel capitale sociale della stessa sono stati classificati nelle *di-*

scontinued operations.

Nei dati economici relativi al 2012, inclusi ai fini comparativi nel presente Bilancio consolidato, i risultati economici relativi a Enel.si sono stati rappresentati come *discontinued operations* per garantire una rappresentazione più coerente.

Il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a 92 milioni di euro (soggetto a un aggiustamento prezzo stimato alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione in 11 milioni di euro) ed è stato determinato sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 *restated* (pari a circa 76 milioni di euro) e della posizione finanziaria netta della società in pari data (positiva per circa 16 milioni di euro). Il corrispettivo della cessione è stato versato in un'unica soluzione alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione.

La plusvalenza realizzata con la cessione delle quote del capitale sociale di Enel.si, pari a 68 milioni di euro incluso l'aggiusta-

mento prezzo stimato in circa 11 milioni di euro, è stata riflessa nel risultato da *discontinued operations* del Conto economico avuto riguardo al fatto che la transazione, benché realizzata fra entità del Gruppo Enel, è fondata su presupposti che hanno sostanza economica. Con riferimento alla stima dell'aggiustamento prezzo, si segnala che lo stesso diverrà definitivo solo a conclusione del processo di verifica tra le parti della consistenza di alcune partite specifiche, previsto per il 30 giugno 2014, così come disposto dall'accordo siglato fra le parti.

Nella tabella seguente è evidenziato il *cash flow* derivante dalla dismissione di Enel.si considerata come *discontinued operations*, pari a 80 milioni di euro.

Milioni di euro

	Dicembre 2013
Attivo fisso netto	(2)
Crediti commerciali	(44)
Rimanenze	(9)
Debiti commerciali	55
Altre attività correnti nette	-
Capitale circolante netto	2
Fondi	2
Indebitamento finanziario netto	10
Attività nette cedute	12
Prezzo di cessione	92
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)
Flusso finanziario ante aggiustamento prezzo	91
Aggiustamento prezzo verso Enel Energia ⁽¹⁾	(11)
Flusso finanziario post aggiustamento prezzo	80

(1) Stima aggiustamento prezzo come da clausole dell'accordo di cessione siglato in data 17 giugno 2013, di cui versati 6 milioni di euro.

Utile per azione

L'utile per azione è stato calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie, invariata tra i due periodi. Si segnala che non vi sono effetti diluitivi che dovrebbero essere considerati

per il calcolo dell'utile diluito per azione e pertanto quest'ultima grandezza coincide con l'utile base per azione.

	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Utile dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	528	387
Consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio	5.000.000.000	5.000.000.000
Utile base e diluito per azione (euro)	0,11	0,08
Utile base e diluito per azione delle <i>continuing operations</i> (euro)	0,10	0,08
Utile base e diluito per azione delle <i>discontinued operations</i> (euro)	0,01	0,00

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Si riporta di seguito lo Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2013, confrontato con i dati al 31 dicembre 2012 *restated*.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	11.851	10.878	973
Attività immateriali	1.328	1.340	(12)
Avviamento	882	889	(7)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	508	533	(25)
Attività/(Passività) finanziarie non correnti nette	(1)	(8)	7
Altre attività/(passività) non correnti nette	(38)	(54)	16
Totale	14.530	13.578	952
Capitale circolante netto			
Rimanenze	93	64	29
Crediti commerciali	364	500	(136)
Crediti/(Debiti) tributari netti	133	174	(41)
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(89)	(82)	(7)
Debiti commerciali	(753)	(1.070)	317
Altre attività/(passività) correnti nette	(38)	(115)	77
Totale	(290)	(529)	239
Capitale investito lordo	14.240	13.049	1.191
Fondi diversi			
TFR e altri benefici ai dipendenti	(48)	(89)	41
Fondi rischi e oneri futuri	(132)	(103)	(29)
Imposte differite nette	(376)	(290)	(86)
Totale	(556)	(482)	(74)
Attività nette possedute per la vendita	25	-	25
Capitale investito netto	13.709	12.567	1.142
Patrimonio netto complessivo	8.263	7.953	310
Indebitamento finanziario netto	5.446	4.614	832

Gli *immobili, impianti e macchinari*, pari a 11.851 milioni di euro, presentano un incremento di 973 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated*, sostanzialmente riconducibile agli investimenti dell'esercizio (pari a 1.206 milioni di euro, comprensivi di 64 milioni di euro relativi al progetto Buffalo Dunes), alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 549 milioni di euro al netto di 64 milioni di euro relativi alla cessione della quota di controllo di Buffalo Dunes), agli ammortamenti e perdite di valore (pari a 623 milioni di euro) e all'effetto cambi negativo (pari a 220 milioni di euro).

Gli investimenti del 2013 si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (539 milioni di euro), in Nord America (131 milioni di euro), in Italia ed Europa (39 milioni di euro) e in Iberia (35 milioni di euro), al settore geotermico in Italia (174 milioni di euro) e in Nord America (51 milioni di

euro), al solare in Romania (54 milioni di euro) e in Italia (44 milioni di euro) e all'idroelettrico in Italia (57 milioni di euro) e in America Latina (40 milioni di euro).

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce principalmente al consolidamento integrale dei progetti americani Chisholm View e Prairie Rose (499 milioni di euro), precedentemente valutati con il metodo del patrimonio netto, e alle acquisizioni della società cilena Talinay (127 milioni di euro) e delle società italiane PowerCrop e Finale Emilia (17 milioni di euro).

Le *attività immateriali*, pari a 1.328 milioni di euro, presentano una riduzione di 12 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* dovuta principalmente agli ammortamenti e perdite di valore (pari a 93 milioni di euro) e alla modifica

del metodo di consolidamento del progetto Buffalo Dunes a seguito della perdita del controllo (pari a 28 milioni di euro), solo in parte compensati dagli investimenti dell'esercizio (pari a 43 milioni di euro) e dagli effetti della determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte in via provvisoria di alcuni progetti in Nord America (49 milioni di euro) e in via definitiva di alcune controllate in Grecia e Spagna (24 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 882 milioni di euro, presenta un decremento di 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* riferibile principalmente all'effetto cambi negativo (pari a 16 milioni di euro) e alla definitiva determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte relative alle acquisizioni di alcune controllate in Italia ed Europa (9 milioni di euro) e in Iberia (4 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione del perimetro di consolidamento per alcune acquisizioni in Italia ed Europa (pari a 18 milioni di euro) e in Messico (pari a 4 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 508 milioni di euro, presentano un decremento pari a 25 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* derivante principalmente dal cambio di metodo di consolidamento per le società Chisholm View e Prairie Rose, a seguito dell'acquisizione del controllo (partecipazioni che al 31 dicembre 2012 erano iscritte per complessivi 108 milioni di euro), e dall'incasso di dividendi (44 milioni di euro). Tale variazione è stata parzialmente compensata dall'iscrizione del valore della partecipazione nella società Buffalo Dunes (69 milioni di euro) e dalla rilevazione delle quote di utili netti realizzati nel 2013 (64 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto**, negativo per 290 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (negativo per 529 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), evidenzia una variazione positiva pari a 239 milioni di euro principalmente dovuta:

- > all'incremento delle *rimanenze* (29 milioni di euro), correlato all'aumento del magazzino delle società italiane (40 milioni di euro) principalmente per certificati verdi, parzialmente compensato dalla variazione del perimetro relativa al business Retail (21 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*);
- > al decremento dei debiti commerciali netti (181 milioni di euro), per effetto dei minori investimenti operativi realizza-

ti nell'esercizio oltre che della variazione del perimetro del business Retail (40 milioni di euro);

- > al decremento dei *crediti/(debiti) tributari netti* (41 milioni di euro) grazie principalmente al parziale recupero dei crediti IVA sugli investimenti realizzati in Romania (55 milioni di euro);
- > all'incremento delle *altre attività/(passività) correnti nette* (77 milioni di euro), principalmente per effetto di anticipi versati a fornitori (60 milioni di euro).

I **fondi diversi** evidenziano un aumento netto di 74 milioni di euro principalmente per l'incremento della voce "Imposte differite nette" (86 milioni di euro).

Il *TFR e altri benefici ai dipendenti* evidenzia una riduzione di 41 milioni di euro per effetto del rilascio del fondo iscritto a fronte del piano per l'accompagnamento graduale al pensionamento di alcuni dipendenti (vedi paragrafo "Restatement dei dati economici e patrimoniali"), a seguito della cessazione del piano stesso per l'assoluta assenza di adesioni, tenuto conto del fatto che un numero significativo degli aventi diritto al piano di accompagnamento aveva aderito agli accordi ex art. 4 della legge 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), presentando questi ultimi migliori condizioni economiche e normative.

L'incremento della voce "Fondi rischi e oneri futuri" riflette l'iscrizione per 40 milioni di euro del Fondo esodo incentivato ex art. 4 della Legge Fornero, effetto in parte compensato dalla riduzione di 11 milioni di euro degli altri fondi per rischi e oneri.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 25 milioni di euro, accolgono le attività nette inerenti alle partecipate di Enel Green Power España (pari a 13 milioni di euro) e di Enel Green Power France (pari a 12 milioni di euro) che, in ragione delle decisioni del management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2013 è pari a 13.709 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 8.263 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 5.446 milioni di euro. Quest'ultimo presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,7 (0,6 al 31 dicembre 2012 *restated*).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	2.168	1.645	523
Debiti verso altri finanziatori	629	481	148
Debiti verso parti correlate	2.480	2.491	(11)
Indebitamento a lungo termine	5.277	4.617	660
Crediti finanziari a lungo termine	(327)	(269)	(58)
Indebitamento netto a lungo termine	4.950	4.348	602
Indebitamento a breve termine			
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	133	112	21
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	3	-	3
Altri finanziamenti a breve verso banche	20	70	(50)
Indebitamento bancario a breve termine	156	182	(26)
Obbligazioni (quota a breve)	-	19	(19)
Debiti verso altri finanziatori e parti correlate (quota a breve)	87	71	16
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	816	748	68
Indebitamento verso altri finanziatori e parti correlate a breve termine	903	838	65
Altri crediti finanziari a breve termine	(207)	(382)	175
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(356)	(372)	16
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(563)	(754)	191
Indebitamento netto a breve termine	496	266	230
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	5.446	4.614	832
Indebitamento finanziario "Attività nette possedute per la vendita"	(9)	-	(9)

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 5.446 milioni di euro, aumenta di 832 milioni di euro (+18,0%), a fronte di un incremento di 602 milioni di euro dell'indebitamento netto a lungo termine (+13,8%) e di 230 milioni di euro dell'indebitamento netto a breve termine (+86,5%).

In riferimento all'*indebitamento netto a lungo termine*, l'incremento dei finanziamenti bancari (523 milioni di euro) deriva principalmente dall'accensione di nuovi contratti di finanziamento finalizzati alla copertura dei fabbisogni generati principalmente dalla realizzazione di progetti in Cile e in Messico (pari a 399 milioni di euro), nonché dal finanziamento Citibank per progetti in Brasile, Nord America, Romania e Cile (pari a 170 milioni di euro), mentre quello dei debiti verso altri finan-

ziatori (148 milioni di euro) riflette l'inclusione nel perimetro di consolidamento di società con debiti per *tax partnership* in Nord America (267 milioni di euro), effetto in parte compensato da rimborsi di finanziamenti precedentemente erogati (114 milioni di euro).

In riferimento all'*indebitamento netto a breve termine*, la riduzione degli altri crediti finanziari a breve termine (175 milioni di euro) è determinata dall'utilizzo dei depositi sul conto corrente intersocietario in essere con la società finanziaria olandese del Gruppo Enel (199 milioni di euro), parzialmente compensato da incrementi di minore rilevanza di altre disponibilità.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	333	349	(16)
Flusso di cassa da attività operativa	699	1.059	(360)
- <i>di cui discontinued operations</i>	5	(3)	8
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.128)	(1.416)	288
- <i>di cui discontinued operations</i>	85	-	85
Flusso di cassa da attività di finanziamento	454	343	111
- <i>di cui discontinued operations</i>	7	5	2
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(5)	(2)	(3)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio⁽¹⁾	353	333	20

(1) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 27.

Il **flusso di cassa da attività operativa** del 2013 è positivo per 699 milioni di euro, in diminuzione di 360 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (positivo per 1.059 milioni di euro), a fronte di un margine operativo lordo al netto degli elementi non monetari pari a 1.758 milioni di euro (in aumento di 144 milioni di euro rispetto al 2012 *restated*) e di un fabbisogno connesso al capitale circolante netto pari a 1.059 milioni di euro (in aumento di 504 milioni di euro rispetto al 2012 *restated*). Il maggior flusso di cassa assorbito dalla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto è dovuto principalmente alla regolazione finanziaria di maggiori debiti commerciali in avvio del 2013 per effetto degli investimenti operativi realizzati nell'ultimo trimestre 2012.

Il **flusso di cassa da attività di investimento** del 2013 è pari a 1.128 milioni di euro, in diminuzione di 288 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 1.416 milioni di euro).

Il flusso di cassa assorbito da attività di investimento del 2013 si riferisce principalmente a investimenti operativi per 1.249 milioni di euro (1.257 milioni di euro nel 2012), in parte compensati da 64 milioni di euro relativi al disinvestimento del progetto Buffalo Dunes a seguito della cessione della quota di controllo, agli investimenti finanziari relativi alla società cilena Talinay (81 milioni di euro) e ad alcuni progetti in Nord America (69 milioni di euro) e alla cessione di Enel.si (85 milioni di euro, inclusivi di 6 milioni di euro di aggiustamento prezzo versati nel 2013).

Tenuto conto di un flusso di cassa di attività di finanziamento pari a 454 milioni di euro, l'effetto combinato dei vari flussi finanziari del 2013 ha determinato un aumento delle disponibilità liquide iniziali di 20 milioni di euro, al netto di effetti cambio negativi per 5 milioni di euro.

Analisi degli indicatori di sostenibilità

Governance ed etica

Si riportano di seguito i principali indicatori relativi alla composizione del Consiglio di Amministrazione, in carica dal 24 aprile 2013.

Numero

	2013	2012	Variazione
Donne all'interno del Consiglio di Amministrazione	3	1	2
Amministratori indipendenti	6	6	-

Il numero di donne all'interno del Consiglio è passato, con la nuova nomina, da 1 a 3, mentre è rimasto invariato il numero

di Amministratori indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina delle società quotate.

Numero

	2013	2012	Variazione
Segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico ricevute	4	6	(2)
Violazioni accertate al Codice Etico	-	1	(1)

In materia di controlli relativi all'applicazione del Codice Etico, tramite i diversi canali di segnalazione disponibili per gli stakeholder interni ed esterni sono state inviate 4 segnalazioni di presunte violazioni, che sono state verificate dalla Funzio-

ne *Audit* di Enel Green Power con il supporto delle Funzioni aziendali interessate. Per tutte le segnalazioni l'esito è stato negativo.

Spinta verso l'innovazione

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Spesa per innovazione tecnologica	16,4	10,4	6,0

Le spese per l'innovazione tecnologica, destinate allo sviluppo e alla sperimentazione operativa di tecnologie innovative nei campi del miglioramento delle performance delle tecnologie già in uso, della sperimentazione di nuove tecnologie e dell'in-

tegrazione delle rinnovabili in ambienti urbani, sono ammontate a 16,4 milioni di euro tra costi e investimenti, in aumento di 6 milioni di euro rispetto al 2012.

Ambiente

Percentuale

	2013	2012	Variazione
Grado di copertura ISO 14001	100,0	84,0	16,0

Nel 2013 è stato raggiunto un importante risultato nell'ambito della gestione ambientale, che in Enel Green Power è integrata alla gestione della sicurezza sul lavoro: con la certificazione

UNI EN ISO 14001 del Sistema di Gestione di Enel Green Power North America, infatti, è stata completata la certificazione di tutto il perimetro geografico e organizzativo del Gruppo.

Migliaia di tonnellate

	2013	2012	Variazione
Emissioni di CO₂ evitate	16.464,2	14.091,3	2.372,9
Idro	5.817,9	5.364,8	453,1
Geo	2.816,1	2.780,3	35,8
Eolico	7.570,7	5.663,1	1.907,6
Biomasse e parte biodegradabile dei rifiuti	70,1	172,0	(101,9)
Fotovoltaico	189,4	111,1	78,3

Le emissioni di CO₂ evitate sono un indicatore dei benefici ambientali derivanti dal mix delle risorse utilizzate nei processi produttivi e dall'efficienza che accompagna le fasi che vanno dal loro impiego agli usi finali. Sono qui indicate le emissioni di CO₂ evitate grazie al ricorso alla produzione di energia elet-

trica da fonti rinnovabili in luogo della produzione termoelettrica fossile altrimenti necessaria. Nel 2013 le emissioni evitate sono aumentate del 16,8% in linea con l'aumento della produzione.

Tonnellate

	2013	2012	Variazione
Emissioni nette di gas serra	100.975	298.170	(197.195)
Emissioni nette di NO _x	436	1.168	(732)

g/kWh eq. netto

	2013	2012	Variazione
Emissioni specifiche di gas serra	194,2	264,7	(70,5)
Emissioni specifiche nette di NO _x	0,8	1,0	(0,2)

Le emissioni prodotte da Enel Green Power, legate prevalentemente alla produzione da cogenerazione e biomassa, nel

2013 sono diminuite in ragione del significativo calo della produzione cogenerativa rispetto al 2012.

Tonnellate

	2013	2012	Variazione
Emissioni di H ₂ S	6.367	8.964	(2.597)

g/kWh

	2013	2012	Variazione
Emissioni specifiche nette di H ₂ S da produzione geotermica	1,1	1,6	(0,5)

Le emissioni di idrogeno solforato (H₂S), tipiche della produzione geotermica, sono invece risultate in diminuzione del 29% rispetto al 2012, nonostante l'aumento della produzione. Tale effetto è il risultato della progressiva diffusione del sistema di abbattimento, brevettato da Enel Green Power, denominato AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solfora-

to), la cui installazione è iniziata nel 2003. Sui 32 impianti geotermici che danno luogo a emissioni sono 26 quelli dotati di impianto AMIS (tre dei quali installati nel 2013). Entro giugno 2015 è prevista la completa installazione su tutte le centrali del perimetro Enel Green Power.

Tonnellate

	2013	2012	Variazione
Rifiuti prodotti	40.408,5	48.697,3	(8.288,8)
Rifiuti pericolosi	7.758,1	2.861,4	4.896,7
Recupero (incluso il recupero di energia)	1.107,3	975,2	132,1
Smaltimento	6.650,8	1.886,2	4.764,6
Rifiuti non pericolosi	32.650,4	45.835,9	(13.185,5)
Recupero (incluso il recupero di energia)	15.082,7	26.905,0	(11.822,3)
Smaltimento	17.567,7	18.930,9	(1.363,2)

Percentuale

	2013	2012	Variazione
% Recupero rifiuti	40,1	57,3	-17,2

Migliaia di metri cubi

	2013	2012	Variazione
Prelievi di acqua	38,6	38,7	(0,1)
acque di superficie (zone umide, laghi, fiumi)	-	-	-
acque sotterranee (da pozzo)	38,5	37,8	0,7
acque da acquedotto	0,1	0,9	(0,8)

I rifiuti prodotti sono il 17% in meno rispetto al 2012. L'incremento nella produzione di rifiuti pericolosi è legato al fatto che nel 2013 sono stati effettuati numerosi interventi di manu-

tenzione straordinaria, alcuni dei quali legati al rinnovamento impianti, alle vasche di raccolta di acqua e fanghi geotermici. I prelievi di acqua, infine, sono risultati in linea con il 2012.

Sicurezza sul lavoro

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Spesa per la sicurezza totale	59,8	80,0	(20,2)

Euro

	2013	2012	Variazione
Spesa per la sicurezza per dipendente	17.252,0	23.282,5	(6.030,5)

Il forte impegno di Enel Green Power nella tutela della sicurezza si è riflesso, nel 2013, in una spesa per la sicurezza totale di 59,8 milioni di euro, che comprende attività di formazione e informazione, comunicazione, sorveglianza sanitaria, acqui-

sto e gestione dei Dispositivi di Protezione Individuale, presidi medici, studi e ricerche. Il dato risulta in diminuzione poiché il 2012 era stato interessato da maggiori investimenti infrastrutturali legati all'apertura di nuovi cantieri.

Numero

	2013	2012	Variazione
Infortunati sul lavoro a dipendenti	7	6	1
- di cui gravi	-	-	-
- di cui mortali	-	-	-

Numero			
	2013	2012	Variazione
Infortuni sul lavoro a dipendenti di ditte appaltatrici	8	8	-
- di cui gravi	-	1	(1)
- di cui mortali	-	-	-

Indice			
	2013	2012	Variazione
Tasso di infortuni (<i>Lost-Time Injuries Frequency Rate, LTIFR</i>)			
Dipendenti	0,21	0,19	0,02
Dipendenti di ditte appaltatrici	0,15	0,18	-0,03

Indice			
	2013	2012	Variazione
Tasso di assenza dal lavoro per infortuni (<i>Lost Day Rate, LDR</i>)			
Dipendenti	9,3	7,0	2,3
Dipendenti di ditte appaltatrici	2,4	2,9	-0,5

Nel 2013 non si sono verificati, in tutto il perimetro Enel Green Power, infortuni gravi o mortali né a dipendenti del Gruppo né a personale di ditte appaltatrici.

Gli indici infortunistici relativi a dipendenti – Tasso di infortuni (LTIFR) e Tasso di assenza dal lavoro per infortuni (LDR) – hanno risentito di questo aspetto risultando in aumento rispetto

al 2012. L'assenza di infortuni gravi a personale di ditte appaltatrici, invece, rappresentando un miglioramento rispetto all'anno precedente (in cui si era registrato 1 infortunio grave), ha più che compensato tale effetto portando i relativi indici in diminuzione.

Le nostre persone

Al 31 dicembre 2013 il personale del Gruppo Enel Green Power ammontava a 3.599 persone, in aumento del 2,5% rispetto al 2012.

Numero			
	2013	2012	Variazione
Organico per area geografica	3.599	3.512	87
Italia ed Europa	2.255	2.233	22
Iberia e America Latina	1.007	921	86
Nord America	337	358	(21)

Numero						
	Consistenza iniziale al 31.12.2012	Assunzioni	Cessazioni	Trasferimenti Gruppo Enel	Variazioni del perimetro	Consistenza finale al 31.12.2013
Italia ed Europa	2.130	134	(85)	49	27	2.255
Iberia e America Latina	921	203	(117)	-	-	1.007
Nord America	358	46	(67)	-	-	337
Retail	103	-	-	-	(103)	-
Totale	3.512	383	(269)	49	(76)	3.599

Percentuale			
	2013	2012	Variazione
Tasso di <i>turnover</i>	7,5	7,1	0,4

Numero			
	2013	2012	Variazione
Forza lavoro per tipologia contrattuale	3.599	3.512	87
Contratti a tempo indeterminato	3.407	3.068	339
Contratti a tempo determinato	45	315	(270)
Contratti di inserimento/CFL	147	129	18

Percentuale			
	2013	2012	Variazione
Ricorso contratti a tempo determinato	5,3	12,7	(7,4)

La crescita si è verificata in modo particolare nell'area Iberia e America Latina (+9,3%), in coerenza con lo sviluppo del business che ha visto una concentrazione di investimenti nei Paesi emergenti. Una leggera contrazione si è invece verificata nell'area Nord America, a causa della vendita dell'impianto di cogenerazione canadese di St-Félicien. L'analisi della movimentazione del personale nel corso del 2013 evidenzia, inoltre, l'effetto della cessione del ramo *retail* (Enel.si) a Enel Energia.

Dal punto di vista contrattuale vengono favorite forme di assunzione stabili: il 94,7% dei dipendenti è assunto a tempo indeterminato, mentre il ricorso a contratti a tempo determinato è limitato al 5,3% della forza lavoro (peraltro in diminuzione rispetto al 2012).

Numero			
	2013	2012	Variazione
Forza lavoro per fasce d'età	3.599	3.512	87
Inf. a 35	1.220	1.154	66
Da 35 a 44	871	828	43
Da 45 a 54	944	991	(47)
Da 55 a 59	404	409	(5)
Oltre 60	160	130	30

Anni			
	2013	2012	Variazione
Età media	42,0	42,0	-

Numero			
	2013	2012	Variazione
Dipendenti per genere	3.599	3.512	87
Uomini	2.926	2.859	67
Donne	673	653	20

Percentuale			
	2013	2012	Variazione
Incidenza delle donne Dirigenti e Quadri rispetto al totale Dirigenti e Quadri	21,0	20,0	1,0

Dal punto di vista della *diversity* la composizione del personale per fasce di età mostra una forte preponderanza di persone al di sotto dei 44 anni, con circa il 34% del totale al di sotto dei

35 anni. Le donne sono il 18,7% dell'organico totale, il 3,1% in più rispetto al 2012, e le donne con la qualifica di Quadro o di Dirigente costituiscono il 21% di tutti i Dirigenti e Quadri.

Migliaia di ore

	2013	2012	Variazione
Ore totali di formazione	94,8	91,6	3,2

Ore *pro capite*

	2013	2012	Variazione
Ore di formazione per dipendente	28,0	27,2	0,8

I dati sulla formazione, infine, mostrano un aumento del 3,4% delle ore totali di formazione erogate nel corso del 2013, con

un conseguente incremento della formazione *pro capite* che si attesta su 28 ore annue.

Gestione dei fornitori

Numero

	2013	2012	Variazione
Fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno	7.395	7.639	(244)
Qualificazioni attive	3.516	3.323	193

I fornitori qualificati al 31 dicembre 2013 sono 3.516, in aumento del 5,8% rispetto al 2012. Il dato riflette l'impegno di Enel Green Power a estendere progressivamente il sistema

di qualificazione a un numero sempre maggiore di comparti merceologici.

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Acquisti materiali e servizi	1.728,6	1.172,0	556,6
Forniture	827,1	458,8	368,3
Lavori	378,4	194,5	183,9
Servizi	523,0	518,7	4,3

FTE

	2013	2012	Variazione
Organico di ditte appaltatrici	5.292	4.634	658

Numero

	2013	2012	Variazione
Giorni lavorati da dipendenti di appaltatori e subappaltatori	1.375.985	1.145.254	230.731
in attività di costruzione	903.684	797.940	105.744
in attività di "operations"	143.819	104.194	39.625
in attività di manutenzione	328.482	243.120	85.362

L'acquisto complessivo è risultato in significativo aumento rispetto al 2012 (+47,5%), in particolare in ambito di forniture e di lavori. Tale aumento si è riflesso anche nel numero di persone che nel 2013 hanno operato, attraverso le ditte ap-

paltatrici, all'interno degli impianti del Gruppo (cresciuto del 14,1%) e dei giorni complessivamente occupati dagli appaltatori nelle attività di costruzione, esercizio e manutenzione.



Risultati economici e patrimoniali per area di attività



In data 8 marzo 2010 il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, l'organizzazione delle aree geografiche in:

- > Italia ed Europa;
- > Iberia e America Latina;
- > Nord America.

È inoltre presente una struttura dedicata a Enel.si, denominata Retail, con responsabilità autonome rispetto all'area Italia ed Europa, classificata come *discontinued operations* a partire dal 30 giugno 2013 a seguito della cessione a Enel Energia summenzionata.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia sia all'e-

stero e gli indicatori utilizzati dal management del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 *restated* riclassificato.

Si evidenzia che a partire dall'esercizio 2014 le aree geografiche saranno riorganizzate al fine di riflettere la nuova struttura organizzativa del Gruppo, approvata dal Consiglio di Amministrazione il 25 febbraio 2014, che prevede l'incorporazione dell'area geografica Iberia, precedentemente inclusa in Iberia e America Latina, in Italia ed Europa, al fine di rispecchiare le effettive scelte strategiche di Enel Green Power in un'ottica di maggiore efficienza. I nuovi settori di attività saranno rappresentati come segue:

- > Italia ed Europa;
- > America Latina;
- > Nord America.

Per ciascuno dei settori sopra indicati, nella presente sezione sono riportate le informazioni previste dalla Raccomandazione CONSOB del 18 luglio 2013 n. 0061493 destinata agli operatori del settore delle energie rinnovabili.

Risultati per area di attività

2013

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail ⁽¹⁾	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.551	864	363	-	2.778	138	2.916
Ricavi intersettoriali	60	7	-	(67)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.611	871	363	(67)	2.778	138	2.916
Margine operativo lordo	1.044	497	246	-	1.787	69	1.856
Ammortamenti e perdite di valore	381	234	107	-	722	8	730
Utile operativo	663	263	139	-	1.065	61	1.126
Investimenti ⁽²⁾	395	652	202	-	1.249	-	1.249

(1) Inclusivo della plusvalenza da cessione attività.

(2) Valore al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

2012

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.384	792	300	-	2.476	212	2.688
Ricavi intersettoriali	49	5	-	(54)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.433	797	300	(54)	2.476	212	2.688
Margine operativo lordo	932	497	197	-	1.626	13	1.639
Ammortamenti e perdite di valore	390	225	81	-	696	10	706
Utile operativo	542	272	116	-	930	3	933
Investimenti	773	339	145	-	1.257	-	1.257

Variazione

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	167	72	63	-	302	(74)	228
Ricavi intersettoriali	11	2	-	(13)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	178	74	63	(13)	302	(74)	228
Margine operativo lordo	112	-	49	-	161	56	217
Ammortamenti e perdite di valore	(9)	9	26	-	26	(2)	24
Utile operativo	121	(9)	23	-	135	58	193
Investimenti	(378)	313	57	-	(8)	-	(8)

Italia ed Europa

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	1.532	1.533	(1)	293	293	-
Geotermica	723	722	1	33	33	-
Eolica	1.646	1.621	25	79	77	2
Solare	227	122	105	77	51	26
Totale	4.128	3.998	130	482	454	28
<i>di cui:</i>						
- Italia	3.067	3.042	25	405	401	4
- Romania	534	498	36	13	9	4
- Grecia	299	250	49	50	32	18
- Francia	186	166	20	12	10	2
- Bulgaria	42	42	-	2	2	-

La capacità installata netta registra una crescita di 130 MW (+3,3%) rispetto al 31 dicembre 2012, principalmente nel settore solare (105 MW), in Grecia (48 MW), Romania (36 MW) e

Italia (21 MW), e nell'eolico (25 MW), in particolare in Francia (20 MW) e Italia (4 MW).

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	6.607	5.305	1.302	1.532	1.531	1
Geotermica	5.301	5.235	66	723	722	1
Eolica	3.213	2.495	718	1.639	1.371	268
Solare	222	115	107	191	97	94
Totale	15.343	13.150	2.193	4.085	3.721	364
<i>di cui:</i>						
- Italia	13.249	11.637	1.612	3.067	3.010	57
- Romania	1.081	589	492	510	277	233
- Grecia	565	477	88	287	226	61
- Francia	362	364	(2)	179	166	13
- Bulgaria	86	83	3	42	42	-

La crescita della produzione realizzata nel settore idroelettrico, a parità di capacità installata, riflette la maggiore idraulicità registrata in Italia rispetto al 2012. L'aumento della produzione eolica riflette la migliore disponibilità della risorsa e la maggiore capacità installata media, tenuto conto anche del

fatto che in Romania nel 2012 la capacità installata è entrata in esercizio a fine anno. Si segnala inoltre che la produzione da fonte solare ha registrato una crescita principalmente in Grecia e in Italia in linea con la maggiore capacità installata.

Impianti non ancora operativi

	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero			MW			Numero		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	-	-	-	-	1	(1)	1	-	1	6	-	6
Geotermica	38	1	37	2	2	-	-	38	(38)	-	2	(2)
Eolica	30	12	18	2	3	(1)	-	4	(4)	-	1	(1)
Solare	3	48	(45)	1	18	(17)	-	55	(55)	-	6	(6)
Biomassa	69	-	69	2	-	2	1	-	1	3	-	3
Totale	140	61	79	7	24	(17)	2	97	(95)	9	9	-
<i>di cui:</i>												
- Italia	119	4	115	5	4	1	2	38	(36)	9	2	7
- Romania	-	-	-	-	-	-	-	55	(55)	-	6	(6)
- Grecia	-	49	(49)	-	19	(19)	-	-	-	-	-	-
- Francia	18	8	10	1	1	-	-	4	(4)	-	1	(1)
- Sudafrica	3	-	3	1	-	1	-	-	-	-	-	-

I principali impianti in costruzione sono in Italia nei settori geotermico, biomassa, eolico e idroelettrico (principalmente il progetto geotermico Bagnore 4 per 38 MW, i progetti biomassa Finale Emilia per 15 MW e PowerCrop Macchiareddu

per 54 MW, uno eolico a San Vito dei Normanni da 12 MW e progetti di rifacimento idroelettrici) e in Europa nel settore eolico in Francia per 18 MW.

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.551	1.384	167
Ricavi intersettoriali	60	49	11
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.611	1.433	178
Margine operativo lordo	1.044	932	112
Utile operativo	663	542	121
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽¹⁾	2.255	2.130	125
Investimenti operativi ⁽²⁾	395	773	(378)

(1) Di cui 127 unità relative alle imprese consolidate con il metodo proporzionale.

(2) Valore al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity***, pari a 1.551 milioni di euro, evidenziano un incremento di 167 milioni di euro rispetto al 2012 *restated* (+12%) per effetto sostanzialmente dell'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica (171 milioni di euro) registrato sia in Italia (92 milioni di euro), grazie all'incremento della produzione che ha più che compensato la riduzione dei prezzi medi, sia nel resto d'Europa (75 milioni di euro), principalmente a seguito della maggiore capacità eolica media installata che ha più che compensato la riduzione dei prezzi medi in Romania.

Il **margine operativo lordo**, pari a 1.044 milioni di euro, registra un aumento di 112 milioni di euro rispetto al 2012 *restated* (+12%) per effetto del citato incremento dei ricavi e della rilevazione nell'esercizio precedente degli oneri relativi

al piano di accompagnamento alla pensione (pari a 39 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dall'incremento dei costi connessi principalmente all'introduzione della tassa sulla produzione da fonti rinnovabili in Grecia (16 milioni di euro) e alla maggiore capacità installata.

L'**utile operativo**, pari a 663 milioni di euro, evidenzia un incremento di 121 milioni di euro rispetto al 2012 *restated* per effetto del citato aumento del margine operativo lordo e del decremento degli ammortamenti rispetto al 2012 *restated*. L'incremento degli ammortamenti, dovuto alla maggiore capacità installata netta, è stato più che compensato dall'effetto positivo derivante dalla rivisitazione della vita utile dei beni gratuitamente devolvibili a seguito della legge 134 del 2012.

Dipendenti a fine esercizio

Nell'area Italia ed Europa si è verificato, nel 2013, un aumento complessivo di 125 unità rispetto al personale 2012 (+5,9%), in particolare in Italia, Grecia e Romania.

Numero	2013	2012	Variazione
Italia ed Europa	2.255	2.130	125
Italia	2.054	1.942	112
Francia	54	52	2
Grecia	79	75	4
Romania	58	52	6
Bulgaria	7	7	-
Olanda	3	2	1

Investimenti

Gli **investimenti operativi** del 2013 ammontano a 395 milioni di euro (773 milioni di euro nel 2012), di cui 325 milioni di euro realizzati in Italia (390 milioni di euro nel 2012) e 70 milioni di euro nel resto d'Europa (383 milioni di euro nel 2012). Gli investimenti realizzati in Italia si riferiscono principalmente a impianti geotermici per 174 milioni di euro (187 milioni di euro nel 2012), idroelettrici per 57 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2012), fotovoltaici per 44 milioni di euro (59 milioni di euro nel 2012) ed eolici per 30 milioni di euro (66 milioni di

euro nel 2012).

Nel resto d'Europa, gli investimenti si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti in Romania, solari per 54 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2012) ed eolici per 29 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2012), e a impianti eolici in Francia per 15 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2012). Si segnala che tale valore è al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo del 2013" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Italia ed Europa.

Entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici in Grecia, Italia e Romania

Nel mese di gennaio 2013 Enel Green Power Hellas ha portato in esercizio 13 nuovi campi fotovoltaici con una capacità installata di 42 MW. Contestualmente, tramite ESSE, la *joint venture* paritetica con Sharp, Enel Green Power ha messo in esercizio ulteriori sei nuovi campi fotovoltaici in Grecia, per una capacità installata di 15 MW.

Nel mese di luglio 2013 Enel Green Power ha collegato alla rete due nuovi impianti fotovoltaici a Serre Persano, in provincia di Salerno, sede della prima centrale fotovoltaica di Enel, con una capacità installata complessiva di 21 MW. I campi fotovoltaici sono installati su un lotto di terreno all'interno del comprensorio dell'Esercito che Enel Green Power si è aggiudicata a novembre 2011, a seguito di una gara di Difesa Servizi SpA, la società *in house* del Ministero della Difesa nata nel 2011 con l'intento di valorizzare tutti gli asset del mondo militare.

Nello stesso mese, Enel Green Power ha collegato alla rete i suoi primi impianti fotovoltaici in Romania, denominati rispettivamente Berceni 1 e Berceni 2, siti nel distretto di Prahova, per una capacità installata totale di circa 19 MW. Due ulteriori impianti fotovoltaici denominati Colibași (6,5 MW) e Podari (10 MW) sono entrati in esercizio rispettivamente nei mesi di ottobre e novembre 2013.

Enel Green Power e SECI Energia (Maccaferri) insieme per lo sviluppo di impianti a biomasse da riconversione di zuccherifici

Nel mese di marzo 2013 Enel Green Power e SECI Energia hanno firmato l'accordo definitivo per l'acquisizione del 50% di PowerCrop, società del gruppo Maccaferri dedicata alla riconversione energetica a biomasse degli ex zuccherifici Eridania. A tale scopo, nel mese di luglio Enel Green Power e SECI Energia hanno presentato il progetto del "Polo Energie

Rinnovabili di Macchiareddu", per la riconversione dell'ex zuccherificio Villasor di Eridania Sadam in una centrale elettrica da circa 50 MW.

Partnership tra Enel Green Power e COPROB per una nuova centrale a biomasse a Finale Emilia

9 agosto 2013 - Enel Green Power e COPROB, primo produttore bieticolo saccarifero nazionale, assistito dall'*advisor* finanziario Valore e Capitale Srl – società specializzata in *investment banking* nel settore delle energie rinnovabili – hanno sottoscritto un contratto di partnership per la realizzazione a Finale Emilia (MO) di una centrale di produzione di energia elettrica da 12,5 MW alimentata da biomasse di origine agricola, attraverso l'acquisizione da parte di Enel Green Power del 70% di Domus Energia, società appartenente al gruppo COPROB, ora denominata Enel Green Power Finale Emilia.

Accordo con Legacoop per lo sviluppo di una rete di mini-impianti a biomassa

20 novembre 2013 - Enel Green Power e Legacoop, l'associazione che riunisce oltre 15.000 imprese operative, attive in tutte le regioni e in tutti i settori del nostro Paese, hanno siglato un protocollo d'intesa per valutare le possibilità di realizzare e gestire impianti di microgenerazione da fonti rinnovabili alimentati da biomassa.

L'accordo è finalizzato alla creazione di un modello di business congiunto per lo sviluppo di una rete di piccoli impianti diffusi sul territorio italiano.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	775	789	(14)	42	42	-
Eolica	2.210	1.862	348	105	97	8
Cogenerazione	51	77	(26)	17	17	-
Biomassa	23	23	-	3	3	-
Solare	13	13	-	7	7	-
Totale	3.072	2.764	308	174	166	8
<i>di cui:</i>						
- Iberia	1.908	1.864	44	132	129	3
- America Latina	1.164	900	264	42	36	6
- Panama	300	300	-	1	1	-
- Messico	197	197	-	6	6	-
- Guatemala	163	163	-	5	5	-
- Cile	272	92	180	4	2	2
- Brasile	177	93	84	23	20	3
- Costa Rica	55	55	-	3	3	-

La crescita della capacità installata netta eolica si riferisce sostanzialmente al Cile (180 MW), al Brasile (84 MW) e all'Iberia (44 MW); la riduzione della capacità installata di cogenerazio-

ne tiene conto di un *decommissioning* pianificato, mentre la riduzione nell'idroelettrico deriva dalla scadenza di concessioni idroelettriche in Iberia.

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	3.254	3.598	(344)	783	767	16
Eolica	5.114	3.998	1.116	2.002	1.723	279
Cogenerazione	240	330	(90)	51	82	(31)
Biomassa	115	113	2	23	23	-
Solare	27	26	1	13	13	-
Totale	8.750	8.065	685	2.872	2.608	264
<i>di cui:</i>						
- Iberia	4.924	4.340	584	1.899	1.833	66
- America Latina	3.826	3.725	101	973	775	198
- Panama	1.220	1.666	(446)	300	300	-
- Messico	650	365	285	197	93	104
- Guatemala	665	582	83	164	142	22
- Cile	623	411	212	164	92	72
- Brasile	501	512	(11)	93	93	-
- Costa Rica	167	189	(22)	55	55	-

La produzione presenta un incremento sostanzialmente riconducibile alla maggior produzione eolica in Iberia, Messico e Cile, e idroelettrica in Guatemala e Cile, effetti che hanno più

che compensato il decremento della produzione idroelettrica a Panama e della cogenerazione in Iberia a seguito del *decommissioning*.

Impianti non ancora operativi

	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero			MW			Numero		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	50	50	-	1	1	-	102	-	102	3	-	3
Eolica	499	353	146	10	8	2	-	292	(292)	-	8	(8)
Solare	36	-	36	1	-	1	61	-	61	2	-	2
Totale	585	403	182	12	9	3	163	292	(129)	5	8	(3)
<i>di cui:</i>												
- Iberia	-	83	(83)	-	3	(3)	-	-	-	-	-	-
- Cile	135	180	(45)	2	2	-	60	99	(39)	1	1	-
- Messico	202	-	202	2	-	2	-	-	-	-	-	-
- Costa Rica	50	50	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
- Brasile	198	90	108	7	3	4	103	193	(90)	4	7	(3)

I principali impianti in costruzione e autorizzati sono presenti in Brasile nel settore eolico (Cristal, 60 MW, Leilao 2011, 138 MW) e idroelettrico (Apiacás, 102 MW), in Cile nel settore eo-

lico (Taltal, 99 MW) e solare (Lalackama, 60 MW ed Emelda, 36 MW), in Messico nel settore eolico (Sureste, 102 MW, Dominicana, 100 MW) e idroelettrico in Costa Rica (Chucas, 50 MW).

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	864	792	72
Ricavi intersettoriali	7	5	2
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	871	797	74
Margine operativo lordo	497	497	-
Utile operativo	263	272	(9)
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽¹⁾	1.007	921	86
Investimenti operativi	652	339	313

(1) Di cui 3 unità relative alle imprese consolidate con il metodo proporzionale.

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity***, pari a 864 milioni di euro, aumentano di 72 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi negativo di 20 milioni di euro) per effetto principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia (67 milioni di euro), compresi i ricavi da incentivi, prevalentemente riconducibile all'effetto dei maggiori volumi in America Latina (pari a 54 milioni di euro) e in Iberia (pari a 13 milioni di euro). I ricavi realizzati in Spagna tengono conto della stima degli effetti della modifica regolatoria introdotta con il Regio Decreto Legge n. 9/2013.

Il **margine operativo lordo**, pari a 497 milioni di euro, è in linea con l'esercizio precedente (tenuto conto dell'effetto cambi negativo di 10 milioni di euro) a fronte del citato incremento dei ricavi che è stato interamente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia e

combustibile (pari a 41 milioni di euro) a Panama, in Cile e in Iberia, oltre all'introduzione in Spagna di una tassa sulla produzione da fonti rinnovabili (pari a 26 milioni di euro).

L'**utile operativo**, pari a 263 milioni di euro, diminuisce di 9 milioni di euro rispetto al 2012 (pari a 272 milioni di euro) per effetto dell'incremento degli ammortamenti e degli adeguamenti di valore (pari a 5 milioni di euro) di alcuni specifici progetti in Nicaragua e Spagna.

Dipendenti a fine esercizio

L'area Iberia e America Latina ha visto un aumento complessivo nell'organico di 86 unità, pari al 9,3%. Tale effetto è dovuto in particolare alla significativa crescita in Messico, Cile e Brasile, in linea con lo sviluppo delle attività in tali Paesi.

Numero

	2013	2012	Variazione
Iberia e America Latina	1.007	921	86
Spagna	205	201	4
Portogallo	51	58	(7)
Brasile	227	204	23
Cile	127	100	27
Colombia	3	1	2
Perù	4	2	2
Costa Rica	80	73	7
El Salvador	4	4	-
Guatemala	116	118	(2)
Messico	98	59	39
Nicaragua	-	3	(3)
Panama	92	98	(6)

Investimenti

Gli **investimenti operativi** del 2013 ammontano a 652 milioni di euro (339 milioni di euro nel 2012) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Brasile per 308 milioni di euro (79 milioni di euro nel 2012), in Cile per 149 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2012), in Messico

per 80 milioni di euro (16 milioni di euro nel 2012) e in Iberia per 35 milioni di euro (122 milioni di euro nel 2012), nonché a impianti idroelettrici in Costa Rica per 16 milioni di euro (14 milioni di euro nel 2012) e in Guatemala per 2 milioni di euro (40 milioni di euro nel 2012).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo del 2013" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Iberia e America Latina.

Accordi di finanziamento in Cile e in Messico

Nei mesi di marzo e giugno 2013 le controllate Enel Latin America (Chile) Ltda ed Enel Green Power México Srl de Cv hanno finalizzato con il Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Cile due contratti di finanziamento, ciascuno per un importo di 100 milioni di dollari statunitensi e per una durata di cinque anni, destinati alla parziale copertura del piano degli investimenti previsti per i prossimi anni nei due Paesi.

La controllata Enel Latin America (Chile) Ltda ha inoltre finalizzato, nel mese di agosto 2013, un ulteriore contratto quinquennale di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi con il Banco de Crédito e Inversiones. Il piano di investimenti previsto in Cile verrà inoltre garantito da un ulteriore finanziamento contratto da Enel Green Power SpA, attraverso la controllata Enel Green Power International BV, con la Export Credit Agency danese (EKF) e Citi per un importo di 100 milioni di euro e durata di 12 anni.

Nuovi impianti eolici in Cile e Spagna

Nel mese di aprile 2013 Enel Green Power ha vinto una gara pubblica d'appalto organizzata dal Ministero dei Beni Nazionali cileno per un impianto eolico denominato Sierra Gorda Este, situato nella regione di Antofagasta. La compagnia si è aggiudicata il diritto esclusivo di sviluppare, costruire e gestire fino a 130 MW di capacità eolica. Nel mese di agosto 2013 sono stati avviati i lavori per la costruzione dell'impianto denominato Taltal, per una capacità complessiva di 99 MW.

Infine, nel mese di maggio 2013, Enel Green Power España ha messo in esercizio il nuovo impianto eolico da 13,5 MW di capacità installata, Ampliación Sierra del Cortado, situato ad Almenar de Soria, nella regione di Castilla y León.

Enel Green Power si aggiudica 88 MW nella gara pubblica per l'eolico in Brasile

Nel mese di agosto 2013 Enel Green Power si è aggiudicata, nell'ambito della gara pubblica del 2013 "Brazilian Reserve Auction", il diritto a stipulare con la *Brazilian Chamber of Commercialization of Electric Energy* (CCEE - *Camara de Comercialização de Energia Elétrica*) tre contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da altrettanti progetti eolici, per una capacità totale di 88 MW.

Avviata la costruzione del più grande parco solare in Cile

Nel mese di novembre 2013, Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione in Cile di Diego de Almagro, il primo impianto fotovoltaico della Società nel Paese sudamericano, per una capacità installata pari a 36 MW.

Nord America

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	317	313	4	63	62	1
Eolica	1.266	832	434	27	25	2
Geotermica	72	47	25	3	2	1
Biomassa	-	21	(21)	-	1	(1)
Solare	28	26	2	2	1	1
Totale	1.683	1.239	444	95	91	4

La capacità installata netta registra una crescita di 444 MW rispetto al 31 dicembre 2012 e si riferisce sostanzialmente agli impianti eolici di Chisholm View (235 MW) e Prairie Rose (199 MW), di cui è stato acquisito il controllo nel corso del secondo trimestre 2013. Inoltre, la capacità installata relativa alla geotermia registra un aumento (25 MW) relativo all'entrata in

esercizio dell'impianto di Cove Fort, mentre la capacità installata relativa alla biomassa registra un decremento relativo alla vendita della società canadese St-Félicien (21 MW). Si segnala inoltre che nel mese di dicembre è stato collegato alla rete l'impianto di Buffalo Dunes (250 MW), sviluppato in partnership.

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	1.060	933	127	315	313	2
Eolica	3.842	2.492	1.350	1.108	749	359
Geotermica	280	257	23	48	47	1
Biomassa	133	175	(42)	16	21	(5)
Solare	45	42	3	27	26	1
Totale	5.360	3.899	1.461	1.514	1.156	358

La crescita della produzione, realizzatasi per oltre il 90% nel settore eolico, deriva principalmente dalla citata acquisizione

del controllo degli impianti eolici di Chisholm View e Prairie Rose nel secondo trimestre 2013.

Impianti non ancora operativi

	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero			MW			Numero		
	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione	2013	2012	Variazione
Idroelettrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	150	-	150	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Geotermica	-	25	(25)	-	2	(2)	-	-	-	-	-	-
Biomassa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare	-	-	-	-	-	-	-	3	(3)	-	1	(1)
Totale	150	25	125	1	2	(1)	-	3	(3)	-	1	(1)

Il principale impianto in costruzione nel settore eolico è Origin (150 MW).

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	363	300	63
Ricavi intersettoriali	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	363	300	63
Margine operativo lordo	246	197	49
Utile operativo	139	116	23
Dipendenti a fine esercizio (n.)	337	358	(21)
Investimenti operativi	202	145	57

I **ricavi totali, incluso l'effetto della gestione del rischio *commodity***, pari a 363 milioni di euro, registrano un incremento di 63 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi negativo di 12 milioni di euro) rispetto al 2012 *restated* per effetto dei maggiori ricavi per vendita di energia elettrica (46 milioni di euro) e da *tax partnership* (42 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione e tenuto conto della diminuzione degli altri ricavi (27 milioni di euro).

Gli altri ricavi del 2013, pari a 44 milioni di euro, si riferiscono principalmente agli effetti derivanti dalla cessione della quota di controllo del 51% di Buffalo Dunes a un prezzo di 67 milioni di euro, comprensivo di una *development fee* di 35 milioni di euro e del rimborso degli investimenti preliminari effettuati durante le trattative di 32 milioni di euro. Complessivamente l'operazione ha comportato la rilevazione di 40 milioni di euro di altri ricavi, relativi per 20 milioni di euro alla plusvalenza realizzata sulla quota ceduta e per 20 milioni di euro alla conseguente rimisurazione al *fair value* del 49% ancora in portafoglio.

Gli altri ricavi relativi all'esercizio precedente, pari a 71 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla cancellazione del debito per una *success fee* iscritta nel 2012 per l'acquisizione

del progetto Caney River (31 milioni di euro) a seguito di accordi con i partner, alla rimisurazione al *fair value* dell'attivo netto della società Trade Wind Energy (21 milioni di euro), per la quale si erano modificati i requisiti relativi al controllo, e alla dismissione di immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 246 milioni di euro, registra un incremento di 49 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi negativo di 8 milioni di euro) rispetto all'esercizio precedente per effetto del citato incremento dei ricavi e dell'aumento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata.

L'**utile operativo**, pari a 139 milioni di euro, registra un incremento di 23 milioni di euro rispetto al 2012. L'aumento del margine operativo lordo è stato parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti e perdite di valore dell'esercizio (26 milioni di euro), riconducibili alla maggiore capacità installata.

Dipendenti a fine esercizio

L'andamento del personale nell'area Nord America riflette la vendita dell'impianto di cogenerazione canadese di St-Félicien.

Numero

	2013	2012	Variazione
Nord America	337	358	(21)
USA	329	320	9
Canada	8	38	(30)

Investimenti

Gli **investimenti operativi** del 2013 sono pari a 202 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2012) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici per 131 milioni di euro (110 milioni di euro nel 2012) e geotermici per 51 milioni di euro (27 milioni di euro nel 2012).

Il Gruppo, a seguito dell'esercizio dell'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% delle società, ha incrementato la propria partecipazione in Chisholm View LLC e Prairie Rose LLC passando dal 49% (precedentemente consolidato con il metodo del patrimonio netto) al 75% (consolidato con il metodo integrale).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo del 2013" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Nord America.

Enel Green Power North America tra i cinque operatori del settore geotermico selezionati come fornitori preferenziali dall'esercito USA

9 maggio 2013 - Enel Green Power North America è una delle cinque aziende che si sono aggiudicate il diritto di partecipare alle gare dell'esercito degli Stati Uniti per la fornitura di energia (*Power Purchase Agreements*) generata con tecnologia geotermica.

Accordo per la cessione dell'impianto a biomassa di St-Félicien

9 ottobre 2013 - Enel Green Power Canada Inc. ha concluso un accordo per la cessione dell'impianto di biomassa St-Félicien con una capacità di 21,4 MW.

Enel Green Power North America ottiene le certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001

25 ottobre 2013 - Enel Green Power North America ha ottenuto la certificazione indipendente del sistema di gestione ai sensi della norma sulla valutazione di Salute e Sicurezza sul Lavoro (OHSAS) 18001 e la certificazione standard (ISO) 14001 dell'Organizzazione Internazionale per la Standardizzazione. Il risultato di Enel Green Power North America sancisce il raggiungimento dell'obiettivo di Gruppo di certificazione sul 100% di tutti gli impianti.

Principali rischi e incertezze

Rischi di prezzo e di mercato

Per la natura del proprio business il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, nonché alle modifiche del quadro regolatorio di riferimento.

Per mitigare l'esposizione al rischio di prezzo il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'energia prodotta, mediante contratti a lungo, medio e breve termine, secondo le prassi commerciali in uso nei diversi Paesi nei quali il Gruppo opera. Si è dotato, inoltre, di *policy* e procedure formali che disciplinano la attività di vendita di energia sui vari mercati nei quali il Gruppo opera, nonché la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di ri-

schio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati. Il Gruppo è esposto solo in misura marginale alle variazioni dei prezzi dei combustibili.

Con riferimento al rischio di variazioni impreviste delle regole di funzionamento dei settori regolamentati, che possono incidere sul valore della produzione, il Gruppo opera un presidio costante dei rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali, adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Rischi di volume

I volumi di produzione sono soggetti a variabilità, sia a causa della naturale variabilità delle fonti di produzione, sia a causa di eventuali indisponibilità degli impianti.

La diversificazione tecnologica e geografica del parco di produzione del Gruppo consente di mitigare la naturale variabilità nella disponibilità delle fonti idroelettrica, eolica e solare, che come noto varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti nei quali si trovano gli impianti. Una significativa quota di produzione da fonte geotermica, non soggetta a variabilità climatica, contribuisce alla mitigazione del rischio volume.

Il rischio legato a eventuali malfunzionamenti degli impianti, o a eventi accidentali avversi che ne compromettano temporaneamente la funzionalità, viene mitigato ricorrendo alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, nonché applicando le migliori best practice internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, finalizzati alla copertura di un ampio spettro di rischi operativi, incluse eventuali perdite economiche da mancata produzione.

Rischi finanziari

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi alla vendita di energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, il Gruppo utilizza contratti derivati (in particolare contratti *forward*), oltre ad attuare una politica volta al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita, relativamente alle attività e passività denominate in valuta estera.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse per il Gruppo deriva dalla quota di indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. La politica di gestione posta in essere dal Gruppo è volta al duplice obiettivo di contenere il costo del debito, controllando al contempo la sua variabilità. In particolare, allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse, il Gruppo fa ricorso a strumenti derivati (in particolare *interest rate swap*).

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del 2013 Enel Green Power ha confermato la propria posizione di leadership nel settore delle energie rinnovabili e ha conseguito tutti gli obiettivi strategici comunicati al mercato finanziario nonostante le continue tensioni sui mercati e i cambiamenti di scenario nella regolamentazione, in modo particolare nei Paesi europei.

Il 2014 sarà un anno sfidante per il Gruppo, chiamato ad arginare la contrazione dei prezzi sui principali mercati europei e le misure economiche sfavorevoli adottate dai Paesi per contrastare il perdurare della crisi. Enel Green Power ha elaborato un piano strategico caratterizzato da una crescita della capacità installata soprattutto nei Paesi emergenti, attraverso un mix equilibrato di tecnologie.

L'attenzione del Gruppo sarà rivolta ai mercati con abbondan-

ti risorse rinnovabili, stabilità del sistema regolatorio ed elevata crescita economica. Nel 2014 inoltre si proseguirà nella ricerca di nuove opportunità di crescita in Paesi con un ampio potenziale di sviluppo, sempre con l'obiettivo di incrementare la diversificazione geografica.

Contestualmente alla crescita il Gruppo proseguirà nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso una gestione diretta ed efficiente del parco impianti e di perseguimento di economie di scala in modo particolare nell'ambito del *procurement*.

Il Gruppo proseguirà, inoltre, il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla *safety*.



Disciplina delle società controllate estere extra UE



Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel Green Power SpA relativo all'esercizio 2013 – vale a dire il 7 marzo 2014 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel Green Power le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (per brevità, nel prosieguo definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'art. 36 del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e successive modificazioni).

In particolare, si segnala al riguardo che:

a) in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento, introdotti nell'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel Green Power 40 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012.

Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Enel Fortuna SA (Panama); 2) Enel Green Power North America Inc.

(USA); 3) Essex Company (USA); 4) Enel Geothermal LLC (USA); 5) Enel Brasil Participações Ltda (Brasile); 6) Renovables de Guatemala SA (Guatemala); 7) Smoky Hills Wind Project II LLC (USA); 8) Texkan Wind LLC (USA); 9) Enel Green Power Canada Inc. (Canada); 10) Nevkan Renewables LLC (USA); 11) Enel Green Power Panama SA (già Enel Panama SA) (Panama); 12) Enel Green Power Chile Ltda (già Enel Latin America) (Chile); 13) Enel Stillwater LLC (USA); 14) Smoky Hills Wind Farm LLC (USA); 15) Empresa Eléctrica Panguipulli SA (Cile); 16) Hydro Development Group Inc. (USA); 17) Empresa Eléctrica Puyehue SA (Cile); 18) Geotérmica del Norte SA (Cile); 19) Snyder Wind Farm LLC (USA); 20) Enel Kansas LLC (USA); 21) Enel Nevkan Inc. (USA); 22) Enel Texkan Inc. (USA); 23) Chi Hydroelectric Company Inc. (Canada); 24) Enel Salt Wells LLC (USA); 25) Primavera Energia SA (Brasile); 26) Padoma Wind Power LLC (USA); 27) Isamu Ikeda Energia SA (Brasile); 28) Generadora de Occidente Ltda (Guatemala); 29) Enel Green Power México Srl de Cv (già Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv (Messico)); 30) Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv (Mes-

- sico); 31) Enel Green Power Costa Rica SA (Costa Rica) (già Enel de Costa Rica SA); 32) Enel Green Power Latin America Ltda (già Energía Alerce Ltda) (Cile); 33) Enel Cove Fort LLC (USA); 34) Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv (Messico); 35) Caney River Wind Project LLC (USA); 36) Rocky Caney Wind LLC (USA); 37) Rocky Ridge Wind Project LLC (USA); 38) Stipa Nayaá SA de Cv (Messico); 39) PH Chucas SA (Costa Rica); 40) EGP Stillwater Solar LLC (USA);
- b) lo Stato patrimoniale e il Conto economico del Bilancio 2013 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel Green Power SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati CONSOB) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2013 di Enel Green Power SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 2 *bis*, del Regolamento Emittenti CONSOB approvato con deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni);
- c) gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel Green Power SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati CONSOB);
- d) è stato verificato da parte di Enel Green Power SpA che tutte le società sopra indicate:
- (i) forniscono al revisore della Capogruppo Enel Green Power SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel Green Power SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c), punto i) del Regolamento Mercati CONSOB);
 - (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel Green Power SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c), punto ii) del Regolamento Mercati CONSOB).

Disciplina delle società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società

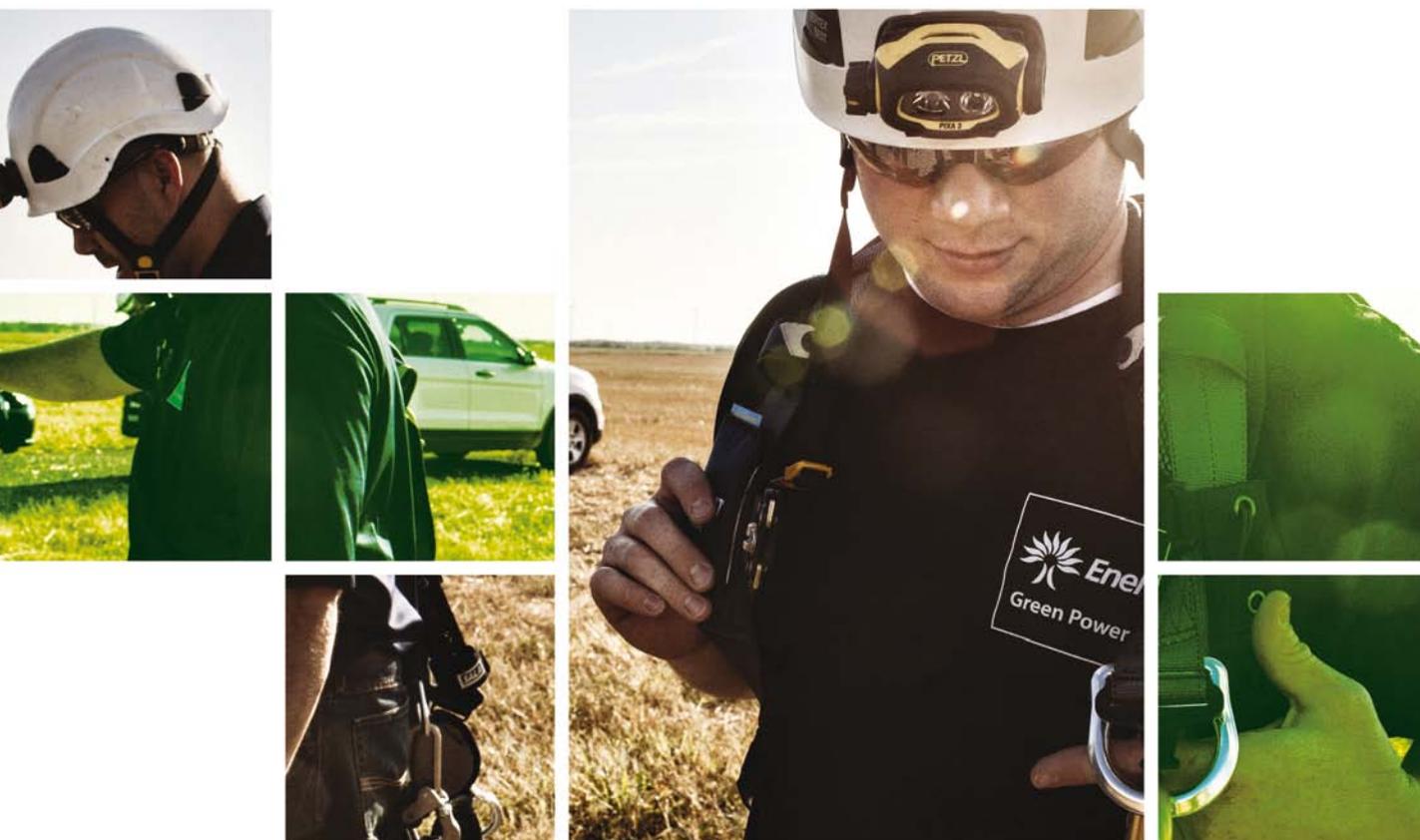
Si attesta che Enel Green Power SpA soddisfa le condizioni richieste per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di un'altra società quotata, di cui all'art. 37, comma 1, del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007, come successivamente modificato).

In particolare, al riguardo si segnala che Enel Green Power SpA, in quanto società controllata sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società:

- a) ha adempiuto e adempie regolarmente agli obblighi di pubblicità previsti dall'art. 2497 *bis* del codice civile;
- b) ha un'autonoma capacità negoziale nei rapporti con la clientela e i fornitori;
- c) ha in essere con Enel SpA un rapporto di tesoreria accentrata che risponde all'interesse sociale in quanto garantisce una maggiore capacità di pianificazione, monitoraggio e copertura dei fabbisogni finanziari e quindi un'ottimizza-

zione della gestione della liquidità e consente inoltre di ottenere condizioni competitive del servizio avvalendosi dell'esperienza specializzata e consolidata della controllante nell'erogazione di tali servizi e di un'efficace capacità di accesso al sistema bancario e finanziario, come verificato dal Collegio Sindacale;

- d) dispone di un Comitato Controllo e Rischi, di un Comitato Parti Correlate e di un Comitato per le Nomine e le Remunerazioni composti esclusivamente da Amministratori indipendenti (così come definiti dallo stesso art. 37 del Regolamento Mercati). Enel Green Power SpA, in quanto società controllata sottoposta ad attività di direzione e coordinamento di altra società italiana con azioni quotate in un mercato regolamentato, dispone altresì di un Consiglio di Amministrazione composto in maggioranza da Amministratori indipendenti (sempre come definiti dall'art. 37 del Regolamento Mercati).



Informativa sulle parti correlate

Nel corso del mese di dicembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel Green Power SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB.

In particolare, nel corso del 2013, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

- > gestione del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio;
- > erogazione di prestazioni professionali e servizi;
- > gestione di servizi comuni;
- > compravendita di energia;
- > compravendita di certificati verdi e bianchi.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il "Consolidato Fiscale Nazionale" con la controllante Enel SpA.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (decreto del Presidente della Repubblica 917/1986, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", Enel Green Power SpA ha rinnovato nei termini di legge, congiuntamente con la società controllante Enel, l'opzione al regime del "Consolidato Fiscale Nazionale" per il triennio 2013-2015, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità; per la società Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl non si è reso necessario procedere al rinnovo in quanto la società è entrata a far parte del regime di consolidato nel 2012 e il triennio sarà in scadenza nel 2014.

Si evidenzia che nel corso del 2013 sono state approvate alcune operazioni con parti correlate qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute direttamente da Enel Green Power SpA o per il tramite di una società da questa controllata e concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Tali operazioni rientrano nelle ipotesi di esenzione di cui all'art. 13, comma 3, lett. c), del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al riguardo adottata da Enel Green Power SpA in attuazione del Regolamento stesso. In quanto tali, esse non sono dunque soggette agli obblighi di pubblicazione previsti per le operazioni con parti correlate di maggiore rilevanza dall'art. 5, commi da 1 a 7, del Regolamento Parti Correlate. Dette operazioni sono state comunque oggetto di specifica comunicazione alla CONSOB secondo quanto previsto dal richiamato art. 13, comma 3, lett. c).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche di tali operazioni:

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Trade SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto dell'operazione: contratto quadro relativo alla vendita di energia elettrica per l'anno 2014 che si realizza attraverso contratti bilaterali fisici, nonché contratto quadro relativo alla vendita di energia elettrica per l'anno 2014 che si realizza attraverso contratti bilaterali finanziari.

Corrispettivo dell'operazione: valore massimo rispettivamente di 430 milioni di euro e di 600 milioni di euro.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: contratto di finanziamento avente a oggetto una linea di credito di lungo periodo di importo complessivo pari a 3 miliardi di euro erogabili in due *tranche*. Le condizioni del contratto di finanziamento sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti. Si segnala che, successivamente alla sottoscrizione del contratto, la parti hanno modificato uno dei suoi termini al fine di prevedere un'estensione di tre mesi del periodo di utilizzo della prima *tranche* del finanziamento.

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società controllante.

Oggetto dell'operazione: garanzia della durata di 15 anni per un importo massimo erogabile pari a 210 milioni di euro (ovvero il 105% del valore del capitale del finanziamento garantito) in favore della Banca Europea per gli Investimenti e nell'interesse di Enel Green Power International BV.

Corrispettivo dell'operazione: le condizioni della garanzia sono in linea con quelle generalmente riconosciute da Enel Green Power SpA a primari istituti bancari per analogo importo e durata.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: rinnovo di un contratto di finanziamento per 1,2 miliardi di euro. Le condizioni del rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

Nel corso del primo semestre 2013, inoltre, Enel Green Power SpA ed Enel Energia SpA hanno raggiunto un accordo per la cessione a quest'ultima dell'intero capitale sociale di Enel.si Srl. Il corrispettivo della cessione è stato versato in un'unica soluzione alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione, fissata al 1° luglio 2013. La cessione di Enel.si Srl si configura come un'operazione con parte correlata di minore rilevanza ai sensi dell'apposita procedura adottata da Enel Green Power SpA in base alla normativa CONSOB di riferimento.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche dell'operazione.

Controparte dell'operazione: Enel Energia SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto dell'operazione: cessione dell'intero capitale sociale di Enel.si Srl.

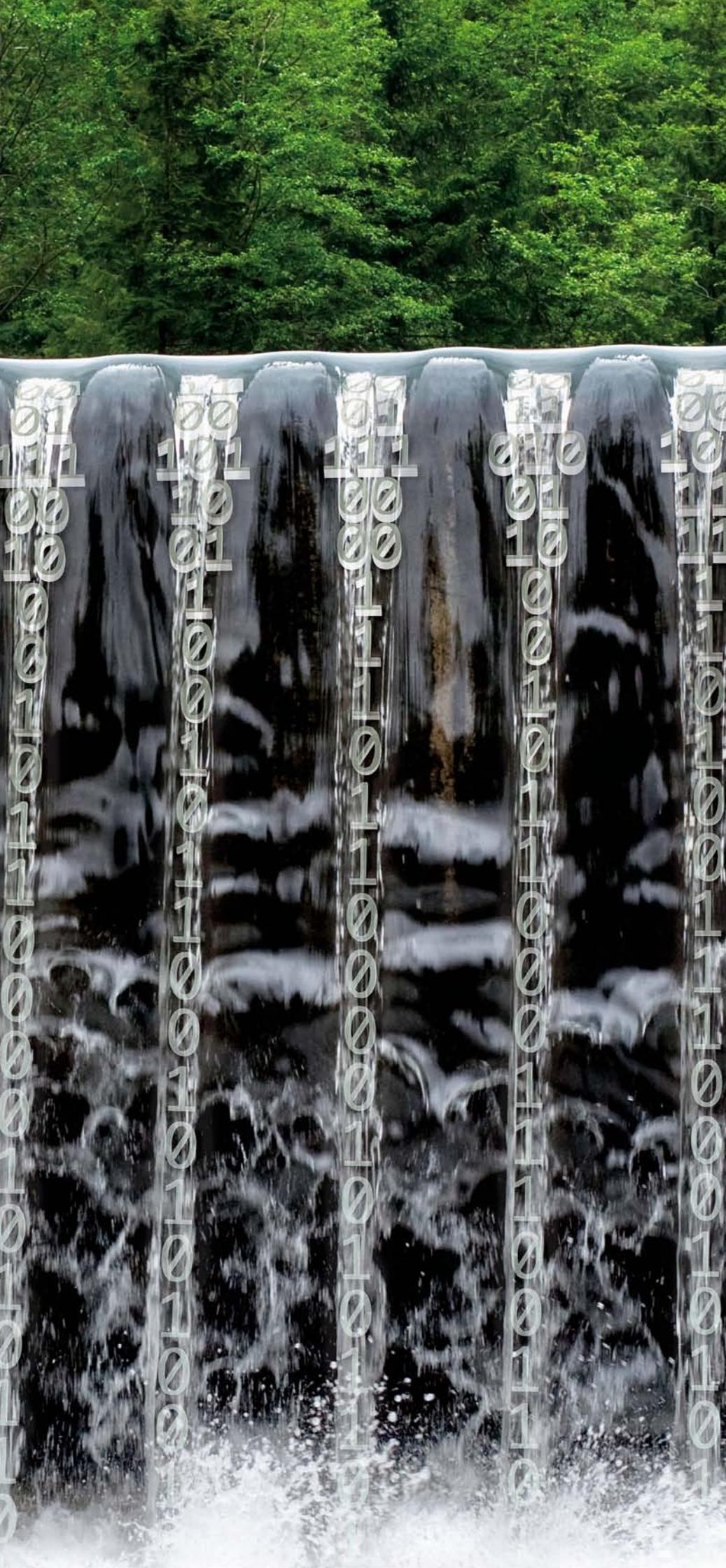
Corrispettivo dell'operazione: il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia SpA per la cessione dell'intero capitale di Enel.si Srl è pari a circa 92 milioni di euro (soggetto a un aggiustamento prezzo stimato in 11 milioni di euro alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione, di cui versati 6 milioni di euro). Tale corrispettivo è stato determinato sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 (pari a circa 76 milioni di euro) e della posizione finanziaria netta della società in pari data (positiva per circa 16 milioni di euro).

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Green Power SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto del Gruppo e gli analoghi valori del Bilancio di esercizio della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico		Patrimonio netto	
	2013	2012 <i>restated</i>	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>
Bilancio di esercizio di Enel Green Power	290	210	6.648	6.480
Valore di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	64	47	(9.650)	(8.576)
Patrimonio netto e risultato di esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e gruppi consolidati e di quelli valutati con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	239	225	9.667	8.535
Dividendi infragruppo	(55)	(73)	-	-
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(10)	(22)	625	631
Totale Gruppo	528	387	7.290	7.070
Totale terzi	70	78	973	883
BILANCIO CONSOLIDATO	598	465	8.263	7.953





Bilancio
consolidato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2013		2012 restated ⁽¹⁾	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	2.263	935	2.064	934
Altri ricavi e proventi	7.b	494	299	420	308
		2.757		2.484	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	8.a	265	70	239	35
Servizi	8.b	444	111	413	92
Costo del personale	8.c	247		273	
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	722		696	
Altri costi operativi	8.e	138	4	87	27
Costi per lavori interni capitalizzati		(103)		(162)	
		1.713		1.546	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	9	21	22	(8)	(5)
Utile operativo		1.065		930	
Proventi/(Oneri) finanziari netti	10	(268)	(171)	(228)	(156)
Proventi finanziari		79	37	132	4
Oneri finanziari		(347)	(208)	(360)	(160)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	11	64		47	
Utile prima delle imposte		861		749	
Imposte	12	324		284	
Risultato delle continuing operations		537		465	
Risultato delle discontinued operations ⁽²⁾	13	61		-	
Utile dell'esercizio		598		465	
Quota di pertinenza del Gruppo		528		387	
Interessenze di minoranza		70		78	
<i>Utile per azione: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,11</i>		<i>0,08</i>	
<i>Utile delle continuing operations: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,10</i>		<i>0,08</i>	
<i>Utile delle discontinued operations: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,01</i>		<i>0,00</i>	

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

(2) Il risultato delle discontinued operations è interamente di pertinenza del Gruppo.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro

	2013	2012 restated ⁽¹⁾
Utile dell'esercizio rilevato a Conto economico	598	465
<i>Altre componenti di Conto economico complessivo:</i>		
Rimisurazione delle passività per piani e benefici definiti	(3)	(2)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) d'esercizio (a)	(3)	(2)
Utile/(Perdita) su derivati di <i>cash flow hedge</i>	43	(14)
Quota di utile/(perdita) rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	2	-
Utile/(Perdita) da differenze cambio	(218)	(86)
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) d'esercizio (b)	(173)	(100)
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	(176)	(102)
Totale utile rilevato nell'esercizio	422	363
- Quota di pertinenza del Gruppo	350	297
- Interessenze di minoranza	72	66

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

		al 31.12.2013		al 31.12.2012 restated ⁽¹⁾	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	14	11.851	28	10.878	26
Attività immateriali	15	1.328		1.340	
Avviamento	16	882		889	
Attività per imposte anticipate	17	318		312	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	508		533	
Attività finanziarie non correnti	19	363	325	328	14
Altre attività non correnti	20	145	3	83	
		15.395		14.363	
Attività correnti					
Rimanenze	21	93		64	
Crediti commerciali	22	364	185	500	132
Crediti tributari	23	63	2	63	6
Attività finanziarie correnti	24	224	182	428	370
Altre attività correnti	25	417	96	415	93
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	343		333	
		1.504		1.803	
Attività possedute per la vendita	27	37	1	-	
TOTALE ATTIVITÀ		16.936		16.166	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale	28	1.000		1.000	
Riserve		5.762		5.683	
Utile dell'esercizio del Gruppo		528		387	
		7.290		7.070	
Interessenze di minoranza	29	973		883	
di cui utile dell'esercizio		70		78	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		8.263		7.953	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	30	5.277	2.480	4.617	2.491
TFR e altri benefici ai dipendenti	31	48		89	
Fondi rischi e oneri	32	118		101	
Passività per imposte differite	17	694		602	
Passività finanziarie non correnti	33	37	14	67	34
Altre passività non correnti	34	183		137	
		6.357		5.613	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	35	839	796	818	725
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	30	220	2	202	
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	32	14		2	
Debiti commerciali	36	753	165	1.070	302
Debiti per imposte sul reddito	37	42		44	
Altre passività correnti	38	343	51	375	17
Passività finanziarie correnti	39	93	76	89	71
		2.304		2.600	
Passività possedute per la vendita	40	12		-	
TOTALE PASSIVITÀ		8.673		8.213	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		16.936		16.166	

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Riserve							Utile dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interesse di minoranza	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Altre riserve diverse	Totale riserve				
Al 1° gennaio 2012	1.000	(30)	(7)	75	-	5.451	5.489	408	6.897	841	7.738
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(8)	-	(80)	-	-	(88)	-	(88)	(12)	(100)
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	413	413	78	491
Conto economico complessivo	-	(8)	-	(80)	-	-	(88)	413	325	66	391
Allocazione risultato dell'esercizio	-	-	-	-	-	408	408	(408)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(124)	(124)	-	(124)	(33)	(157)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	(5)	-	-	5	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2012	1.000	(38)	(12)	(5)	-	5.740	5.685	413	7.098	874	7.972
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	-	-	-	-	(2)	-	(2)	(26)	(28)	-	(28)
Effetto PPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9
Al 31 dicembre 2012 restated⁽¹⁾	1.000	(38)	(12)	(5)	(2)	5.740	5.683	387	7.070	883	7.953

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

Milioni di euro	Riserve							Utile dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interesse di minoranza	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Altre riserve diverse	Totale riserve				
Al 1° gennaio 2013 restated⁽¹⁾	1.000	(38)	(12)	(5)	(2)	5.740	5.683	387	7.070	883	7.953
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	30	2	(207)	(3)	-	(178)	-	(178)	2	(176)
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	528	528	70	598
Conto economico complessivo	-	30	2	(207)	(3)	-	(178)	528	350	72	422
Allocazione risultato dell'esercizio	-	-	-	-	-	387	387	(387)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(130)	(130)	-	(130)	(38)	(168)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56
Al 31 dicembre 2013	1.000	(8)	(10)	(212)	(5)	5.997	5.762	528	7.290	973	8.263

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro

	Note	2013	di cui con parti correlate	2012 restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
Utile prima delle imposte		923		749	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	722		696	
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		-		4	
Quota (proventi)/oneri netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	11	(64)		(47)	
(Proventi)/Oneri finanziari netti	10	268	171	228	156
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(91)		(16)	
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		1.758		1.614	
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		(17)		(13)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(29)		(3)	
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali		(269)	(190)	120	(93)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(155)	18	(141)	65
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(302)	(80)	(247)	(153)
Imposte pagate		(287)		(271)	
Flusso di cassa da attività operativa (a)		699		1.059	
- di cui discontinued operations		5		(3)	
Investimenti in immobili, impianti e macchinari		(1.206)		(1.226)	
Investimenti in attività immateriali	15	(43)		(31)	
Investimenti in imprese o rami di imprese per success fee		-		(29)	
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5	(149)		(113)	
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		173		(58)	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		53		-	
Dividendi incassati da collegate		44		41	
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(1.128)		(1.416)	
- di cui discontinued operations		85		-	
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	30	693	62	1.095	185
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	30	(89)	(125)	(605)	242
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(150)	(102)	(147)	100
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		454		343	
- di cui discontinued operations		7		5	
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	26	(5)		(2)	
- di cui discontinued operations		-		-	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		20		(16)	
- di cui discontinued operations		97		2	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		333		349	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾		353		333	

(1) Per il dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

(2) Includono disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 27.

Note di commento

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel Green Power SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 125.

Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 comprende i bilanci della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 7 marzo 2014.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di Reconta Ernst & Young SpA.

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 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) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e le 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.

Base di presentazione

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

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività possedute per la vendita e delle passività associate ad attività pos-

sedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci. Gli schemi del Conto economico consolidato, dello Stato patrimoniale consolidato e del Rendiconto finanziario consolidato evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo.

Nella definizione delle informazioni integrative del presente bilancio si è anche tenuto conto di quanto formulato dalla CONSOB con la Raccomandazione del 18 luglio 2013 n. 0061493, destinata agli operatori del settore delle energie rinnovabili.

1

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 infor-

mativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le decisioni assunte dal management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; esse vengono adottate 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

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

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 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 3.

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 nei più recenti piani aziendali. Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; 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 a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo 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 e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi ri-

valutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura 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).

I principali elementi di incertezza sono i seguenti:

- > il corrispettivo per il trasferimento del ramo di azienda dovrà essere concordato con l'amministrazione concedente cinque anni prima della scadenza della concessione, sulla base di parametri tecnico - economici, attualmente non disponibili e che saranno resi noti con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG);
- > è verosimile ritenere che l'iter per la quantificazione di tale valore passi per un processo di accertamento caratterizzato da elementi aleatori non marginali, in particolare con riferimento all'identificazione del normale deperimento subito dai beni in discussione e agli atteggiamenti che potranno assumere le diverse controparti;
- > la legge stessa, riconoscendo l'esistenza di obiettive incertezze legate alla determinazione del corrispettivo, sin d'ora prevede che in caso di mancato accordo tra concessionario e concedente si debba far ricorso a tre soggetti terzi qualificati e indipendenti;
- > a oggi, non è disponibile alcun dato storico a cui poter fare riferimento poiché la norma non ha ancora trovato applicazione.

In ragione dei suddetti elementi di indeterminatezza, il management ha ritenuto di non poter procedere a 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 e delle componenti eventuali del costo delle aggregazioni aziendali (*contingent consideration*)

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 nuovo principio contabile internazionale IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) sia proprio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del *fair value* degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte.

In particolare, il Gruppo 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.

Le componenti di costo eventuali delle aggregazioni aziendali sono iscritte al loro *fair value* basato sulle probabilità di accadimento dell'evento che ne determina l'insorgenza.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2013 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.

La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse consta-

tare 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

Il Gruppo Enel Green Power è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione, al trasporto e alla distribuzione 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.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analogia rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, in particolare per lo smantellamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, 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*), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dalla direzione aziendale 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 evolu-

zione 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.

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato prevalentemente il processo di valutazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggregazioni aziendali. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili adottati.

Giudizi del management

Identificazione delle *cash generating unit* (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello "IAS 36 - *Riduzione di valore delle attività*", l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole CGU o a gruppi di CGU, che si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente interdipendenti e ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del c.d. "*business model*" adottato.

Le CGU identificate dal management cui è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nel paragrafo relativo alle attività immateriali, cui si rimanda.

Il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Lo "IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*" definisce il controllo come il potere di determinare le strategie aziendali della controllata, definendone gli indirizzi operativo-finanziari, al fine di ottenere i benefici derivanti dalla sua attività.

L'esistenza del controllo prescinde dal mero possesso della maggioranza azionaria dell'acquisita o dalla forma contrattuale adottata per l'acquisizione; pertanto, è richiesto il giudizio del management nel valutare la presenza di situazioni che

delineano il potere del Gruppo nel definire l'indirizzo strategico e operativo della partecipata.

Per le società controllate il cui controllo non deriva dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, il management ha analizzato gli accordi con gli altri investitori al fine di acclarare se questi garantiscano al Gruppo il predetto potere di indirizzo strategico, pur essendo in possesso di una quota di minoranza dei diritti di voto. In tale processo valutativo, il management ha tenuto conto anche dei diritti di voto potenziali (*call option*, *warrant* ecc.), al fine di valutarne la pronta esercitabilità alla data di riferimento.

Identificazione del business

Il Gruppo acquista entità che detengono delle cosiddette "pipeline di progetto" per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In applicazione dell'IFRS 3 il complesso delle attività acquisite, pur essendo in fase di sviluppo, è qualificato come "business" se (i) il piano di realizzazione è pianificato, (ii) il piano può sfruttare delle attività e dei diritti, (iii) il piano è già orientato alla produzione e alla vendita di energia.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel Green Power SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel Green Power SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione Fopen e Fondenel, i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel Green Power SpA 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.

Società controllate

Per società controllate si intendono tutte le società su cui il Gruppo ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui

il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.

La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenziali identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo 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.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value* alla data della cessione dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi

in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa.

Le attività, le passività, i costi e i ricavi della *joint venture* caratterizzati da reciprocità nei confronti del Gruppo, dopo essere stati proporzionati alla quota di pertinenza, sono elisi contro le reciproche voci contabili delle entità consolidate del Gruppo.

Nella seguente tabella sono riepilogati i principali valori delle società sulle quali il Gruppo esercita un controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato (si veda l'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013").

Milioni di euro	
	2013
Attività non correnti	125
Attività correnti	16
Passività non correnti	68
Passività correnti	29
Ricavi operativi	58
Costi operativi	97

I valori delle società a controllo congiunto i cui bilanci non risultino ancora approvati dagli Organi amministrativi della Società sono inclusi nel consolidamento sulla base delle risultanze contabili formalmente inoltrate dalla direzione amministrativa della partecipata stessa.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita del controllo congiunto, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra

società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite di valore.

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.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

	Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013		Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012	
	Medio	Finale	Medio	Finale
Dollaro statunitense	1,33	1,38	1,28	1,32
Dollaro canadese	1,37	1,47	1,28	1,31
Real brasiliano	2,87	3,26	2,51	2,70
Leu rumeno	4,42	4,47	4,46	4,44
South African Rand	12,83	14,57	10,55	11,17
Nuovo Sole Peru	3,59	3,86	3,39	3,37

Aggregazioni aziendali

In sede di prima applicazione degli IFRS-EU, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (*Aggregazioni di imprese*) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente al 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento derivante da acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti principi contabili (31 dicembre 2003).

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).

In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*purchase method*), ove il costo di acquisto è pari al *fair value* alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi *fair value*. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al *fair value* della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali potessero determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è stata rilevata utilizzando tali valori provvisori. L'ammontare delle partecipazioni di minoranza è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai *fair value* relativi agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono state rilevate entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised o IFRS 3/R.

In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*acquisition method*), ove il costo di acquisto (corrispettivo trasferito) è pari al *fair value*, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.

Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi

vi *fair value* alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al *fair value* alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al *fair value*, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.

Il valore delle partecipazioni di minoranza è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro *fair value* alla data di acquisizione.

Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al *fair value* e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

Le aggregazioni aziendali c.d. "*under common control*" sono quelle in cui tutte le entità o attività aziendali partecipanti sono in definitiva controllate dalla stessa parte o dalle stesse parti sia prima sia dopo l'aggregazione e tale controllo non è transitorio.

Tali operazioni non sono espressamente disciplinate dai principi contabili IFRS-EU. In assenza di un principio contabile di riferimento, il Gruppo ha adottato i seguenti criteri contabili:

- > il c.d. "*book value accounting*", ossia un criterio di rilevazione contabile basato sui precedenti valori contabili delle attività nette acquisite, laddove l'operazione non abbia sostanza economica. Tali valori corrispondono a quelli del Bilancio consolidato della controllante ultima Enel SpA;
- > il c.d. "*purchase accounting*", ossia un criterio di rilevazione contabile basato, per analogia, sulle previsioni dell'IFRS 3, laddove l'operazione abbia sostanza economica.

Misurazione del *fair value*

Il Gruppo determina il *fair value* in conformità all'IFRS 13 ogni qualvolta tale misurazione sia richiesta dai principi contabili internazionali, quale criterio di rilevazione e/o valutazione ovvero quale informativa integrativa in relazione a specifiche attività e passività.

Il *fair value* rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasfe-

rimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione.

La misurazione del *fair value* suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale la Società ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività. Dopo aver determinato il mercato, si individuano specifici partecipanti al mercato, ossia 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.

Nel determinare le assunzioni da considerare nella determinazione del *fair value* è necessario identificare le ipotesi che gli operatori del mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. In conformità all'IFRS 13, la misurazione del *fair value* 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 c.d. "*non-performance risk*", ossia il rischio che il Gruppo 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;
- > per le passività relative a *contingent consideration* associate ad aggregazioni aziendali, il *fair value* è determinato in base alle probabilità di accadimento che ne determinano l'insorgenza.

Nella misurazione del *fair value* delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il *fair value* stesso, massimizzando l'utilizzo di *input* osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di *input* non osservabili. 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, il Gruppo determina se si sia verificato un trasferimento tra i livelli sopra indicati, individuando a 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 rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e/o il ripristino dell'attività. 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 relativi a finanziamenti direttamente attribuibili all'acquisto o costruzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "*qualifying asset*"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU, o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo,

affluiranno al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari sono presentati al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato 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, cioè dal momento in cui viene connesso alla rete di trasmissione elettrica.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari di seguito riportata.

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni) ⁽¹⁾
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 e 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 e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri	25
- turbine e generatori	25
- macchinario meccanico altro	15-25
Impianti di produzione solare	
Fabbricati e opere civili	20-25
Impianti e macchinari:	
- macchinario meccanico altro	18-20

(1) Si evidenzia che sono presenti immobili, impianti e macchinari di scarsa significatività, la cui vita utile può discostarsi da quella stimata.

La vita utile delle migliori 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, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Gli impianti includono beni (essenzialmente opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico) che, prima dell'emanazione della legge n. 134 del 7 agosto 2012 ("Misure urgenti per la crescita del Paese"), erano classificati come beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico. La scadenza di tali concessioni è fissata al 31 dicembre 2029.

A seguito dell'entrata in vigore del citato provvedimento, tali beni dovranno essere trasferiti, alla scadenza della concessione e in caso di mancato rinnovo, al nuovo concessionario, unitamente al ramo di azienda di cui fanno parte, dietro il riconoscimento di un importo che, per quanto attiene specificamente a tali beni, è determinato partendo dal costo storico rivalutato, al netto di eventuali contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, tenuto conto dell'ordinario degrado. Pertanto, a partire dal mese di settembre 2012 anche i beni precedentemente considerati devolvibili sono ammortizzati, alla stregua delle altre categorie di immobili, impianti e macchinari, lungo la vita economico tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione).

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 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 dei beni eliminati.

Beni in locazione

Gli immobili, impianti e macchinari acquisiti mediante contratti di *leasing* finanziario, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti sulla Società tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà, sono inizialmente rilevati come attività del Gruppo 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. La corrispondente passività verso il locatore è rilevata tra le passività finanziarie. I beni in locazione finanziaria 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 della locazione, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata del bene stesso. Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmen-

te tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà dei beni, sono classificate come *leasing* operativi. I costi riferiti ai *leasing* operativi sono rilevati linearmente a Conto economico lungo la durata del contratto di *leasing*.

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, in sostanza, 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, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. 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.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.

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.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (*impairment test*).

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.

Relativamente ai contratti di acquisto energia (*Power Purchase Agreement*), l'ammortamento è calcolato in base alla durata del relativo contratto.

Avviamento

L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint venture*, è allocato a ciascuna delle *cash*

generating unit identificate. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore 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. 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, determinati sulla base dei più recenti piani industriali, 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. 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 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, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta a Conto economico una perdita di valore. Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile. Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, 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 i relativi ammortamenti.

Il valore recuperabile dell'avviamento delle attività immateriali con vita indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, sono sottoposti a verifica della recuperabilità del valore annualmente o, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore, anche più frequentemente. Il

valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della *cash generating unit*, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di *trading* che sono valutate al *fair value* con contropartita Conto economico.

La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile 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 posseduto 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 a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico

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

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

Attività finanziarie detenute fino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati, aventi pagamenti fissi o determinabili e non rappresentati da partecipazioni, quota-

ti in mercati attivi, per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della Società di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Tali perdite di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

Finanziamenti e crediti

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva 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, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza, le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.

Al momento della cessione, 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.

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subito una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico.

Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value*, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.

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

Perdite di valore delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio le attività finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di un'eventuale riduzione del loro valore.

Un'attività finanziaria ha subito una riduzione di valore se esiste un'evidenza obiettiva di tale perdita, come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una riduzione di valore deriva dalla presenza di indicatori quali, per esempio, la significativa difficoltà finanziaria del debitore; l'inadempimento o il mancato pagamento degli interessi o del capitale; l'alta probabilità che il debitore possa essere interessato da una procedura concorsuale o da un'altra forma di riorganizzazione finanziaria; la presenza di dati oggettivi che indicano una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Qualora venga accertata l'esistenza di una perdita di valore, quest'ultima è determinata secondo quanto sopra indicato in relazione alla specifica tipologia di attività finanziaria interessata. Solo quando non sussiste alcuna realistica prospettiva di recuperare in futuro l'attività finanziaria, il corrispondente valore dell'attività viene eliminato contabilmente riflettendo gli eventuali effetti a Conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione, nonché gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità, che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti a un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Si precisa che, anche ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e

successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando la Società diviene parte nelle clausole contrattuali dello strumento e 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

I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le variazioni del *fair value* dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico. Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e sono rilevate a Conto economico solo quando, con riferimento alla posta coperta, si manifesta la variazione dei flussi di cassa da compensare.

La porzione di *fair value* dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.

Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi dello IAS 39 sono rilevate a Conto economico.

La rilevazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che sono scorporati e valutati 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.

Si evidenzia, inoltre, che il Gruppo analizza tutti i contratti di

acquisti e vendite a termine di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti e vendite a termine di elettricità e *commodity* energetiche, per verificare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39, ovvero risultino essere stati stipulati per pervenire alla consegna fisica coerentemente alle normali esigenze di acquisto/vendita/uso previsto dalla Società (*own use exemption*). Se tali contratti non sono sottoscritti al fine dell'ottenimento o della consegna di elettricità o di *commodity* energetiche, sono valutati al *fair value*.

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono eliminate contabilmente qualora si verifichi 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, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dell'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti 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.

TFR e altri benefici per i 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 relativa ad 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 (c.d. "*metodo di proiezione unitaria del credito*"). La passività, iscritta in bilancio al netto delle eventuali attività al servizio del piano, 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) nette per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio dei predetti piani (al netto degli interessi attivi) e l'effetto del massimale (c.d. "*asset ceiling*") delle attività (al net-

to dei correlati interessi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano.

In caso di modifica o introduzione di un piano a benefici definiti o di altri benefici a lungo termine, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto economico.

Termination benefits

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- > il momento in cui la Società non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- > il momento in cui la Società rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi 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.

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, 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.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per quanto riguarda i criteri di stima adottati nella determinazione del fondo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, si rimanda al paragrafo relativo all'uso di stime.

Contributi

I contributi sono rilevati in bilancio al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni per l'ottenimento degli stessi, così come previste da Governi, enti governativi e da analoghi enti locali, nazionali o internazionali.

I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese sia a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.

I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

Certificati verdi

I certificati verdi (CV) sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e, inizialmente, rilevati al *fair value* nell'ambito degli "Altri ricavi e proventi", per competenza, nel periodo contabile in cui l'energia "pulita" prodotta viene immessa in rete, in contropartita alle altre attività di natura non finanziaria.

Nel momento in cui i CV sono accreditati sul conto di proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle "Altre attività" alle "Rimanenze".

Tax partnership

Le *tax partnership* sono strumenti disciplinati dalla normativa fiscale americana che consentono di assegnare a entità terze esterne al Gruppo ("*tax equity investor*"), a determinate condizioni e in specifici contesti previsti dalla normativa di riferimento, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d'America alle società che producono energia da fonti rinnovabili.

Il Gruppo ha attualmente in corso rapporti di *tax partnership* con differenti istituzioni finanziarie al fine di finanziare alcuni progetti relativi a impianti eolici. Tali operazioni hanno consentito a talune società del Gruppo di acquisire apporti di capitale da parte degli investitori finanziari, a fronte del trasferimento a questi ultimi dei futuri crediti fiscali che deriveranno dalla produzione eolica e delle perdite fiscali maturate.

La normativa in oggetto, pertanto, consente alle società in *startup* di monetizzare crediti e perdite fiscali che, in mancanza di un imponibile fiscale, non potrebbero essere altrimenti utilizzati.

Gli apporti di capitale ottenuti dagli investitori finanziari sono esposti nella voce "Debiti verso altri finanziatori" e contabilizzati con il metodo del "costo ammortizzato".

Tale passività è ridotta del valore dei benefici fiscali trasferiti alle istituzioni finanziarie lungo la durata del contratto; il relativo effetto è riconosciuto a Conto economico nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Ricavi

I ricavi sono rilevati quando è probabile che i benefici economici futuri saranno fruiti dalla Società e quando possono essere attendibilmente misurati.

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 si riferiscono ai quantitativi venduti nel periodo, ancorché non fatturati, e 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 delle attività. 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;

- > i ricavi maturati nel periodo relativi a lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*), in base al quale i costi, i ricavi e il relativo margine sono riconosciuti in base all'avanzamento dell'attività produttiva. Lo stato avanzamento lavori è determinato in funzione del rapporto tra i costi sostenuti alla data di valutazione e i costi complessivi attesi sulla commessa. I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi e il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Sono, inoltre, rettificati per effetto delle penalità derivanti da ritardi attribuibili alla Società.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a Conto economico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi a operazioni finanziarie.

Imposte

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.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel Bilancio consolidato 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 in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

Le attività per imposte anticipate 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 imposte differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se la Società vanta un di-

ritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Le imposte correnti e differite sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a riceverne il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Discontinued operations e attività non correnti possedute per la vendita

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché con il loro utilizzo continuativo sono classificate come possedute per la vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Tale circostanza si verifica solo quando la vendita è altamente probabile e le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili, nella loro attuale condizione, per la vendita immediata.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS-EU di riferimento applicabile a ciascuna attività o passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.

Un'attività operativa cessata (*discontinued operation*) rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:

- > rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
- > è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività; o
- > è una società controllata acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.

I risultati delle attività operative cessate – siano esse dismesse oppure classificate come possedute per la vendita e in corso

di dismissione – sono esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente, ove presenti, sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

Le attività non correnti per le quali vengono meno i presupposti per la loro classificazione come possedute per la vendita, o che cessano di far parte di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita, sono valutate al minore tra:

- > il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti, svalutazioni o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita; e
- > il valore recuperabile, pari al maggiore tra il suo *fair value* al netto dei costi di vendita e il suo valore d'uso, calcolato alla data in cui è stata presa la decisione di non vendere.

2 Principi contabili di recente emanazione

Il Gruppo ha adottato i seguenti principi contabili internazionali e interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2013.

- > "Modifiche allo IAS 1 – *Esposizione nel bilancio delle voci delle altre componenti di conto economico complessivo*", emesso a giugno 2011. Con riferimento agli elementi delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI), il principio emendato dispone che debbano essere presentati distinguendo quelli che in futuro, saranno riclassificati a Conto economico (c.d. "recycling") da quelli che non saranno mai riclassificati a conto economico. L'applicazione delle nuove disposizioni non ha determinato impatti significativi.
- > "IAS 19 – *Benefici per i dipendenti*", emesso a giugno 2011. Sostituisce la vigente versione dello IAS 19. La modifica più significativa apportata al principio riguarda l'obbligo di rilevare tutti gli utili/perdite attuariali nell'ambito degli OCI, con conseguente eliminazione del c.d. "corridor approach". Inoltre, introduce regole più stringenti per la presentazione dei dati in bilancio, disaggregando il costo in tre componenti; elimina il rendimento atteso sulle attività a servizio

del piano; non consente più di differire la rilevazione contabile a Conto economico del *past service cost*; introduce regole più dettagliate per la rilevazione dei *termination benefit*. Gli effetti derivanti dall'applicazione del principio emendato sono riepilogati nella Nota 4.

- > "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*", emesso a maggio 2011. Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri principi contabili richiedano o permettano l'applicazione del criterio del *fair value*. Il principio fornisce una guida su come determinare il *fair value*, introducendo, inoltre, specifici requisiti di informativa. L'applicazione delle nuove disposizioni non ha determinato impatti significativi.
- > "Modifiche all'IFRS 7 – *Compensazione di attività e passività finanziarie*", emesso a dicembre 2011, parallelamente alle modifiche allo IAS 32. Richiede di ampliare l'informativa in materia di compensazione di attività e passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori dei bilanci di valutare gli effetti, anche potenziali, sulla posizione finanziaria della società, dei contratti di *netting*, inclusi i diritti di compensazione associati ad attività o passività rilevate in bilancio. L'applicazione delle nuove disposizioni non ha determinato impatti significativi.
- > "Ciclo annuale di miglioramenti 2009-2011 dei principi contabili internazionali", emesso a maggio 2012; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. L'applicazione delle modifiche non ha determinato impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IAS 1 – *Presentazione del bilancio*"; la modifica chiarisce come debba essere presentata in bilancio l'informativa comparativa e specifica che la società può decidere volontariamente di presentare informativa comparativa aggiuntiva;
 - "IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che se i pezzi di ricambio e le attrezzature soddisfano i requisiti per essere classificati come "immobili, impianti e macchinari" devono essere rilevati e valutati secondo lo IAS 16, altrimenti devono essere classificati come rimanenze;
 - "IAS 32 – *Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio e informazioni integrative*"; la modifica dispone che le imposte sul reddito correlate alle distribuzioni ai possessori di strumenti rappresentativi di capitale e quelle correlate ai costi di transazione relativi a operazioni sul capitale devono essere contabilizzate secondo le disposizioni dello IAS 12;
 - "IAS 34 – *Bilanci intermedi*"; la modifica dispone che, nei bilanci intermedi, debba essere indicato il totale delle at-

tività e delle passività di uno specifico settore solo se tale dato è regolarmente fornito al più alto livello decisionale operativo e se lo stesso ha subito una variazione significativa rispetto all'ultimo bilancio annuale presentato.

Principi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso degli esercizi 2012 e 2013 ha omologato i seguenti principi, applicabili negli esercizi successivi, significativi per il Gruppo:

> "IFRS 10 – *Bilancio consolidato*", emesso a maggio 2011; sostituisce il "SIC 12 - *Consolidamento – società a destinazione specifica (società veicolo)*" e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo "IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*", la cui denominazione è stata modificata in "*bilancio separato*". Lo standard introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una partecipata), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal vigente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo, chiamate dal nuovo principio "*structured entities*". Mentre nei vigenti principi contabili si dà prevalenza, laddove il controllo non derivi dalla detenzione della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, il nuovo principio focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere (*power*); l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; il legame tra il potere e i rendimenti, ossia la capacità di influenzare i rendimenti della partecipata esercitando su quest'ultima il proprio potere decisionale. Gli effetti contabili derivanti dalla perdita del controllo o dalla variazione della quota di interessenza in una partecipata (senza perdita del controllo) restano invariati rispetto a quanto previsto dal vigente IAS 27.

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti per il Gruppo.

> "IAS 27 – *Bilancio separato*", emesso a maggio 2011. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, il vigente IAS 27 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto, eliminando tutte le disposizioni relative

alla redazione del bilancio consolidato (le altre disposizioni sono rimaste invariate). A seguito di tale modifica, pertanto, il principio indica solo i criteri di rilevazione e misurazione contabile nonché l'informativa da presentare nei bilanci separati in materia di controllate, *joint venture* e collegate. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti per il Gruppo.

> "IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*", emesso a maggio 2011; sostituisce lo "IAS 31 - *Partecipazioni in joint venture*" e il "SIC 13 - *Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*". A differenza dello IAS 31, che nella valutazione degli accordi di controllo congiunto (c.d. "*joint arrangement*") dà prevalenza alla forma contrattuale prescelta, il nuovo principio fonda il processo valutativo sui diritti e obblighi attribuiti alle parti dell'accordo. In particolare, il nuovo standard contabile individua due tipologie di *joint arrangement*: la *joint operation*, qualora le parti dell'accordo abbiano diritto *pro quota* alle attività e siano responsabili *pro quota* delle passività derivanti dall'accordo stesso; e la *joint venture*, qualora le parti abbiano diritto a una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel bilancio consolidato, la partecipazione a una *joint operation* deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione a una *joint venture*, invece, deve essere consolidata utilizzando l'*equity method* (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale).

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014.

L'applicazione del nuovo standard determinerà un cambiamento nel criterio di valutazione di quelle società che saranno qualificate come delle *joint venture* e che, in virtù di ciò, saranno consolidate solo ed esclusivamente utilizzando l'*equity method*.

Gli effetti sulle attività e passività e sui risultati del Gruppo, qualora l'IFRS 11 fosse stato utilizzato già ai fini della redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, sono di seguito illustrati.

Milioni di euro

	2013	2013 ex IFRS 11
Ricavi e proventi	2.757	2.689
Costi	1.713	1.609
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	21	21
Utile operativo	1.065	1.101
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(268)	(261)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	64	20
Utile prima delle imposte	861	860
Imposte	324	323
Risultato delle <i>continuing operations</i>	537	537
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	61	61
Utile dell'esercizio	598	598

Milioni di euro

	31.12.2013	31.12.2013 ex IFRS 11
Attività non correnti	15.395	15.294
Attività correnti	1.504	1.468
Attività possedute per la vendita	37	37
TOTALE ATTIVITÀ	16.936	16.799
Patrimonio netto	8.263	8.263
Passività non correnti	6.357	6.266
Passività correnti	2.304	2.258
Passività possedute per la vendita	12	12
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	16.936	16.799

- > "IAS 28 – *Partecipazioni in società collegate e joint venture*", emesso a maggio 2011. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il vigente IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del "SIC 13 - *Jointly Controlled Entities-Non-Monetary Contributions by Venturers*", descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle *joint venture*. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti per il Gruppo, a eccezione di quanto già descritto in merito agli effetti derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.
- > "IFRS 12 – *Informativa sulle partecipazioni in altre entità*", emesso a maggio 2011. Racchiude in un unico standard contabile l'informativa da presentare in materia di interessi detenuti in società controllate, *joint operation* e *joint venture*, collegate e in *structured entities*. In particolare, il principio ingloba e sostituisce l'attuale informativa richiesta dallo

IAS 27, IAS 28 e IAS 31, al fine di garantire un set informativo maggiormente uniforme e coerente, introducendo nuovi obblighi informativi con riferimento alle controllate con rilevanti azionisti di minoranza e alle collegate e *joint venture* individualmente significative.

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni richiederà l'allineamento ai nuovi requisiti di informativa richiesti dal nuovo principio.

- > "Modifiche allo IAS 32 – *Compensazione di attività e passività finanziarie*", emesso a dicembre 2011. Lo IAS 32 dispone che un'attività e una passività finanziaria debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando una società:
- ha correntemente un diritto legale a compensare gli importi rilevati contabilmente; e
 - intende estinguerle per il residuo netto o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.
- La modifica allo IAS 32 chiarisce le condizioni che devono sussistere affinché siano soddisfatti tali due requisiti. Con

riferimento al primo requisito, la modifica amplia l'illustrazione dei casi in cui una società ha "correntemente un diritto legale a compensare"; con riferimento al secondo, precisa che qualora la società regoli separatamente l'attività e la passività finanziaria, ai fini della compensazione, è necessario che il rischio di credito o di liquidità non siano significativi e a tal riguardo, illustra le caratteristiche che devono avere i c.d. "gross settlement system".

Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti significativi per il Gruppo.

- > "Modifiche all'IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 – Guida alle disposizioni transitorie", emesso a giugno 2012. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, in termini sia di rettifica dei dati di bilancio sia di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti significativi per il Gruppo.

- > "Modifiche agli IFRS 10, IFRS 12 e allo IAS 27 – Entità di investimento", emesso a ottobre 2012. La modifica in esame introduce un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come "entità di investimento". In particolare, le "entità di investimento", come definite dalla modifica in esame, non devono consolidare le proprie società controllate a eccezione del caso in cui queste ultime forniscano servizi correlati all'attività di investimento della controllante. Le società controllate non consolidate devono essere valutate in conformità all'IFRS 9 ovvero allo IAS 39. La controllante di un'"entità di investimento" deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'entità di investimento stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale. La modifica sarà applicabile retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti contabili per il Gruppo, ma solo a livello di informativa.

- > "Modifiche allo IAS 36 – Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie", emesso a maggio 2013. Le modifiche apportate allo IAS 36 dall'IFRS 13 non riflettevano le intenzioni dello IASB circa l'informativa da presentare in bilancio in merito al valore recuperabile delle attività svalutate. Conseguentemente, lo IASB ha modificato ulteriormente il principio, eliminando l'informativa introdotta dall'IFRS 13 e richiedendo specifica informativa circa la misurazione del *fair value* nei casi in cui il valore recuperabile delle attività svalutate è basato sul *fair value* al netto dei costi di dismissione. Le modifiche in esame, infine, richiedono informativa sul valore recuperabile delle attività o CGU per le quali, durante il periodo, è stata rilevata o ripristinata una perdita di valore.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti per il Gruppo.

- > "Modifiche allo IAS 39 – Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura", emesso a giugno 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di consentire alle società, laddove specifiche condizioni siano soddisfatte, di non interrompere l'*hedge accounting* per effetto della novazione dello strumento di copertura con una controparte centrale (CCP), in applicazione di leggi o regolamenti.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. L'applicazione futura delle nuove disposizioni non determinerà impatti per il Gruppo.

Nel corso degli anni 2009-2013 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2013, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Tra questi, si evidenziano di seguito quelli che si ritiene possano avere effetti sul Bilancio consolidato del Gruppo.

- > "IFRS 9 – Financial Instruments", emesso a novembre 2009 e successivamente rivisto, costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo standard definisce i criteri per la classificazione delle attività e delle passività finanziarie. Le attività finanziarie devono essere classificate sulla base del c.d. "business model" dell'impresa e delle caratteristiche dei relativi flussi di cassa contrattuali associati. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo standard prevede che, inizialmente, le attività e passività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, inclusivo degli eventuali costi di transazione che sono direttamente attribuibili all'assunzione o emissione delle stesse. Successivamente, attività e passività finanziarie possono essere

valutate al *fair value*, ovvero a costo ammortizzato, salvo l'esercizio della c.d. "*fair value option*". In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a conto economico.

Nel corso del mese di novembre 2013 è stata introdotta la sezione relativa all'*hedge accounting*. Le nuove disposizioni relative alle rilevazioni contabili degli effetti delle relazioni di copertura richiedono di riflettere in bilancio le politiche di gestione del rischio, eliminando incoerenze e debolezze previste dal modello dello IAS 39. L'attuale versione dell'IFRS 9 non contiene alcun riferimento al *macro hedge*, tema sul quale lo IASB sta ancora dibattendo. Pertanto, fino alla conclusione dell'intero progetto relativo all'*hedge accounting*, il principio consente alle società di scegliere se adottare i criteri previsti dallo stesso o quelli previsti dallo IAS 39. Le modifiche introdotte a novembre 2013 hanno, inoltre, eliminato il riferimento a una data di prima applicazione obbligatoria del principio, il quale è disponibile per l'applicazione immediata. Il Gruppo, tuttavia, non applicherà il principio prima della sua omologazione. Il Gruppo sta valutando impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 – Mandatory effective date and transition disclosure*", emesso a dicembre 2011. Tale *amendment* modifica l'"IFRS 9 – *Financial Instruments*", posticipando la data di prima adozione obbligatoria del principio dal 1° gennaio 2013 al 1° gennaio 2015 e dettando nuove regole per la transizione dall'applicazione dello IAS 39 all'applicazione dell'IFRS 9. Tali disposizioni sono state, tuttavia, superate dalle modifiche all'IFRS 9 emesse nel mese di novembre 2013 commentate al punto precedente. L'*amendment* in esame, inoltre, modifica l'"IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*", introducendo nuova informativa comparativa, obbligatoria o facoltativa in relazione alla data di transizione all'IFRS 9.

Il Gruppo sta valutando impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRIC 21 – *Levies*", emesso a maggio 2013. L'interpretazione definisce il momento in cui una società deve rilevare in bilancio una passività a fronte del proprio obbligo di pagare tasse (diverse dalle imposte sui redditi) dovute allo Stato o, in generale, a Organismi locali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando l'evento che determina l'obbligo di pagare la tassa (per esempio, raggiungimento di una determinata soglia di ricavi), così come

definito dalla legislazione, si verifica. Qualora l'evento che determina il predetto obbligo si verifichi lungo uno specifico periodo di tempo, la passività deve essere rilevata progressivamente.

L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendment to IAS 19 – Defined benefit plans: employees contributions*", 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.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle*", emesso a dicembre 2013. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- "IFRS 2 – *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica chiarisce il significato delle "*vesting conditions*" definendo separatamente le "*performance conditions*" e le "*service conditions*". Le modifiche saranno applicabili prospettivamente, previa omologazione, ai pagamenti basati su azioni la cui data di assegnazione coincide o è successiva al 1° luglio 2014;
- "IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale *contingent consideration* pattuita nell'ambito di una *business combination*. In particolare, la modifica chiarisce che se la *contingent consideration* rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al *fair value* e le relative variazioni sono rilevate a conto economico in conformità all'IFRS 9. Le *contingent consideration* che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al *fair value* e le relative variazioni sono rilevate a conto economico. Le modifiche saranno applicabili prospettica-

- mente, previa omologazione, alle aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione coincide o è successiva al 1° luglio 2014;
- "IFRS 8 – *Settori operativi*"; la modifica introduce ulteriore informativa da presentare in bilancio. In particolare, dovrà essere fornita una breve descrizione circa il modo in cui i settori sono stati aggregati e quali indicatori economici sono stati considerati nel determinare se i settori operativi hanno caratteristiche economiche simili. La modifica sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015;
 - "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*"; la modifica chiarisce, nell'ambito delle *basis for conclusions* del principio, che lo IASB non intende modificare i criteri di valutazione dei crediti e dei debiti a breve termine;
 - "IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore di carico "lordo" è adeguato in maniera consistente con la rivalutazione; inoltre, chiarisce che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. In particolare, saranno applicabili alle rivalutazioni riconosciute nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 e nell'esercizio immediatamente precedente;
 - "IAS 24 – *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che è parte correlata anche la società (od ogni membro di un gruppo di cui è parte) che presta, alla società o alla sua controllante, servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica (c.d. "*management entity*"). La modifica, inoltre, introduce informativa inerente a tale tipologia di parte correlata. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015;
 - "IAS 38 – *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore di carico "lordo" è adeguato in maniera consistente con la rivalutazione; inoltre, chiarisce che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. In particolare, saranno applicabili alle rivalutazioni riconosciute nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 e nell'esercizio immediatamente precedente.
- > "*Annual improvements to IFRSs 2011-2013 cycle*", emesso a dicembre 2013. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
- "IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non si applica, nel bilancio del *joint arrangement*, per la rilevazione contabile della creazione di ogni tipo di *joint arrangement* (ex IFRS 11). La modifica sarà applicabile prospetticamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015;
 - "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*"; la modifica chiarisce che l'eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull'esposizione netta di portafoglio si applica anche a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39/IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività/passività finanziarie. La modifica sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. In particolare, sarà applicabile prospetticamente a partire dalla data in cui il Gruppo ha applicato per la prima volta l'IFRS 13;
 - "IAS 40 – *Investimenti immobiliari*"; la modifica dispone che un immobile detenuto da un locatario mediante un *leasing* operativo può essere qualificato come investimento immobiliare se l'immobile avrebbe altrimenti soddisfatto i requisiti previsti dal principio per essere qualificato come tale e se il locatario valuta tali investimenti al *fair value*. La modifica, inoltre, chiarisce che quando una società acquista un investimento immobiliare deve valutare se tale acquisto rappresenti una *business combination* secondo quanto disposto dall'IFRS 3. La modifica relativa agli immobili detenuti mediante un *leasing* sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015; la modifica relativa all'acquisizione di un investimento immobiliare sarà applicabile prospetticamente, previa omologazione, alle acquisizioni successive al 1° gennaio 2015.

3

Gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo, nell'esercizio della propria attività industriale, è esposto a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di

oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*.

La strategia di *risk management* del Gruppo è finalizzata a minimizzare potenziali effetti negativi sulle performance finanziarie del Gruppo determinate da tali fluttuazioni. Alcune tipologie di rischio sono mitigate tramite il ricorso a strumenti finanziari derivati. Il monitoraggio e il controllo delle esposizioni ai rischi e le relative strategie di copertura sono centralizzate presso Enel Green Power SpA.

Sono di seguito brevemente descritte le politiche di gestione e l'analisi di sensitività posta in essere dal Gruppo con riferimento ai suddetti rischi.

Per contenere tali esposizioni all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, le società del Gruppo stipulano 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* ed energia è principalmente Enel Trade SpA, mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la controllante Enel SpA.

Le operazioni in derivati possono essere designate come di *cash flow hedge* (CFH) qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificate come di *trading*.

Il Gruppo non stipula contratti derivati ai fini speculativi. Il *fair value* di un contratto derivato è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Rischio tasso di interesse

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul conto economico conseguentemente a 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 raggiunto ponendo in essere principalmente contratti di *interest rate swap*. Gli *interest rate swap* sono strumenti che prevedono lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

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.

Al 31 dicembre 2013 risultano in essere contratti *interest rate swap* per un ammontare nozionale complessivo di 1.146 milioni di euro (881 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*).

Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2013 e del 31 dicembre 2012, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse con evidenza della tipologia contrattuale e del trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2013				
Derivati di <i>cash flow hedge</i>	1.138	(30)	7	(37)
<i>Interest rate swap</i>	1.138	(30)	7	(37)
Derivati di <i>trading</i>	8	(1)	-	(1)
<i>Interest rate swap</i>	8	(1)	-	(1)
Totale derivati su tassi di interesse	1.146	(31)	7	(38)

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2012				
Derivati di cash flow hedge	870	(67)	-	(67)
<i>Interest rate swap</i>	870	(67)	-	(67)
Derivati di trading	11	(1)	-	(1)
<i>Interest rate swap</i>	11	(1)	-	(1)
Totale derivati su tassi di interesse	881	(68)	-	(68)

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018
Derivati di cash flow hedge	(30)	(23)	(18)	(11)	(4)	-	28
Derivati attivi netti (<i>fair value</i> positivo)	7	(6)	(5)	(2)	-	2	21
Derivati passivi netti (<i>fair value</i> negativo)	(37)	(17)	(13)	(9)	(4)	(2)	7
Derivati di trading	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Derivati attivi netti (<i>fair value</i> positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi netti (<i>fair value</i> negativo)	(1)	(1)	-	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario a lungo termine del Gruppo, si rileva come questo sia per il 35% indicizzato a tasso variabile (35% al 31 dicembre 2012 *restated*) senza considerare le coperture in derivati.

Prendendo a riferimento l'indebitamento netto a lungo termine, la quota indicizzata a tasso variabile risulta pari al 31% (31% al 31 dicembre 2012 *restated*); tale esposizione si riduce al 9% (12% al 31 dicembre 2012 *restated*) considerando le coperture effettuate mediante operazioni in derivati designati di *cash flow hedge*.

Al 31 dicembre 2013, se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 17 milioni di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di circa 17 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. L'impatto negativo (o positivo) in termini di maggiori (o minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'ammontare non coperto del debito netto a lungo termine è stimabile in circa 1,14 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, le società del Gruppo stipulano con Enel SpA contratti derivati allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute estere diverse dalla valuta di conto di ogni Paese.

Si segnala che l'indebitamento finanziario a lungo termine del Gruppo risulta per il 79% espresso in euro (87% al 31 dicembre 2012) e per il 20% è denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria; si configura pertanto una minima e residuale esposizione al rischio cambio connesso all'indebitamento di Gruppo.

Principalmente nel 2013 sono stati conclusi "*currency forward*", ossia contratti derivati con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "*strike*"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non *deliverable forward*).

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.

Al 31 dicembre 2013 risultano in essere contratti *forward* per un ammontare nozionale complessivo di 457 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), utilizzati principalmente per coprire il rischio cambio connesso a flussi finanziari in dollari statunitensi e lei romeni.

Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2013 e del 31 dicembre 2012, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio suddivisi per tipologia e trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2013				
Derivati di trading	457	(2)	-	(2)
<i>Forward</i>	457	(2)	-	(2)
Totale forward	457	(2)	-	(2)
Totale derivati su tassi di cambio	457	(2)	-	(2)

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2012				
Derivati di trading	14	-	-	-
<i>Forward</i>	14	-	-	-
Totale forward	14	-	-	-
Totale derivati su tassi di cambio	14	-	-	-

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	Fair value		Stratificazione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre
Derivati di cash flow hedge	-	-	-	-	-	-	-
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading	(2)	(2)	-	-	-	-	-
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(2)	(2)	-	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2013, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il Conto economico sarebbe stato più basso di circa 23 milioni di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *trading*.

Al 31 dicembre 2013, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il Conto economico sarebbe stato più alto di circa 28 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *trading*.

Rischio prezzo energia

Nell'esercizio della sua attività il Gruppo è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia. L'esposizione a tale rischio deriva essenzialmente dall'attività di vendita sui mercati *spot* (Borsa) dell'energia prodotta e non contrattualizzata mediante contratti bilaterali fisici.

Per contenere tale esposizione, le società del Gruppo, oltre alla sottoscrizione di contratti di compravendita a lungo termine, ricorrono alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie" nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo *spot* superi il prezzo *strike*, e a favore delle società del Gruppo nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso. I CFD a due vie sono stipulati prevalentemente con Enel Trade SpA.

Il *fair value* al 31 dicembre 2013 di tali contratti è determinato utilizzando le quotazioni *forward* dell'energia elettrica tenuto conto dell'aumentata liquidità del mercato di riferimento.

L'esposizione residua deriva principalmente dalla incertezza sui volumi di produzione, caratteristica della produzione con fonti rinnovabili, ed è oggetto di costante monitoraggio, controllo e misura.

Nelle tabelle seguenti vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012 *restated*.

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2013				
Derivati di cash flow hedge	483	7	9	2
Contratti per differenza a due vie	435	(2)	-	2
Altri derivati su energia	48	9	9	-
Totale derivati su commodity	483	7	9	2

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value attività	Fair value passività
al 31.12.2012				
Derivati di cash flow hedge	174	10	10	-
Contratti per differenza a due vie	144	2	2	-
Altri derivati su energia	30	8	8	-
Totale derivati su commodity	174	10	10	-

Si precisa che il Gruppo analizza 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.

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018
Derivati di cash flow hedge	7	1	2	2	1	1	-
Derivati attivi netti (fair value positivo)	9	3	2	2	1	1	-
Derivati passivi netti (fair value negativo)	(2)	(2)	-	-	-	-	-
Derivati di trading	-	-	-	-	-	-	-
Derivati attivi netti (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi netti (fair value negativo)	-	-	-	-	-	-	-

Nella seguente tabella sono evidenziati il fair value dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2013 (al lordo delle relative imposte) che, a parità di altre con-

dizioni, si sarebbe ottenuto a fronte di una variazione di +10% o di -10% dei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data.

Milioni di euro	-10%	Fair value	+10%
Contratti per differenza a due vie	9	(2)	(11)
Altri derivati su energia	11	8	7

Rischio di liquidità

La volatilità del mercato dei capitali può ostacolare o impedire le aziende industriali nell'ottenimento dei finanziamenti necessari a condurre le proprie attività.

Le politiche di controllo e gestione del rischio di liquidità in essere nel Gruppo Enel Green Power garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi.

Il Gruppo Enel Green Power, indirettamente tramite la controllante Enel Spa e direttamente tramite la sua finanziaria Enel Green Power International BV, usufruisce della capacità di tesoreria accentrata, garantendosi un facile accesso al mercato monetario e di capitali, nonché la tempestiva gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Per assicurare i piani di sviluppo delle società del Gruppo si è

ricorso a una pluralità di fonti di finanziamento, equilibrate e diversificate in termini di tipologia e profilo scadenze, sia fra parti correlate (che rappresentano il 57% dell'indebitamento) sia verso terze parti (che rappresentano il 43% dell'indebitamento).

Al 31 dicembre 2013 il Gruppo Enel Green Power dispone complessivamente di circa 6.700 milioni di euro di "committed credit line" (utilizzate per circa 3.250 milioni) nonché di circa 500 milioni di euro di *cash o cash equivalent*.

Rischio di credito

Il Gruppo è caratterizzato da significative concentrazioni del credito verso entità del Gruppo Enel e verso soggetti pubblici e istituzionali. Al fine di minimizzare il rischio di credito, il Gruppo si avvale di una specifica *policy* di controllo e gestione, che prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di

valutazione interni – e il monitoraggio costante e strutturato delle esposizioni di rischio, al fine di identificare rapidamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere.

Inoltre, al fine di mitigare l'esposizione al rischio di credito, il Gruppo fa ricorso alla acquisizione di garanzie bancarie e/o al *factoring*.

Nel corso del 2013, ai fini di una migliore gestione del rischio di credito e di altri minori, anche in considerazione del peggioramento dello scenario macroeconomico, il Gruppo ha effettuato alcune operazioni di cessione senza rivalsa di attività per certificati verdi a fronte delle quali si è spogliato della maggior parte dei rischi a esse associati, in particolare

del rischio credito, e che pertanto sono state oggetto di rimozione contabile.

Un'indicazione quantitativa sintetica dell'esposizione massima al rischio di credito è desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione. Al 31 dicembre 2013 l'esposizione massima al rischio di credito ammonta a 1.096 milioni di euro (1.339 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) ed è composta come di seguito dettagliato (per maggiori dettagli si rinvia alle relative note di commento).

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Crediti finanziari e titoli a medio-lungo termine	327	269	58
Attività finanziarie non correnti	36	59	(23)
Altre attività non correnti	145	83	62
Crediti commerciali	364	500	(136)
Crediti finanziari e titoli a breve termine	220	421	(201)
Altre attività finanziarie correnti	4	7	(3)
Totale	1.096	1.339	(243)

4 Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012

L'applicazione obbligatoria di un principio contabile di nuova applicazione (IAS 19/R), delle previsioni dell'IFRS 3 per la contabilizzazione definitiva di aggregazioni aziendali (PPA) e dell'IFRS 5 per la cessione di Enel.si (*discontinued operations*) e la modifica volontaria del criterio di rappresentazione dei contributi per incentivi (certificati verdi) hanno comportato la necessità di modificare i dati comparativi relativi al bilancio dell'esercizio precedente come di seguito illustrato.

Effetto IAS 19/R

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2013 con efficacia retrospettiva, della nuova versione del principio contabile "IAS 19/R – Benefici per i dipendenti", si evidenziano i principali effetti che impattano sui risultati economici e patrimoniali inclusi ai soli fini comparativi nel presente Bilancio consolidato:

- > non essendo più applicabile il c.d. "*corridor approach*", tutti gli utili e perdite attuariali sono rilevati direttamente a patrimonio netto; pertanto, sono stati rilevati a patrimonio netto gli utili e le perdite attuariali non rilevati in applicazione del predetto metodo (per 4 milioni di euro), con conseguente rettifica delle rispettive passività per benefici ai dipendenti iscritte nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2012. Su entrambe le variazioni sono stati calcolati gli effetti fiscali teorici;
- > non essendo più consentito il differimento della rilevazione contabile a conto economico del *past service cost*, la quota di costo relativa a prestazioni di lavoro passate non ancora rilevata è stata iscritta interamente nel patrimonio netto, al netto degli effetti fiscali teorici, con contropartita la relativa passività per benefici ai dipendenti. In particolare, tale ultima voce è stata rideterminata al 1° gennaio 2013 anche per tenere conto del *past service cost* non rilevato, pari a 39 milioni di euro, associato al piano di accompagnamento graduale al pensionamento emesso in Italia alla fine del 2012.

Si rileva inoltre che l'impatto sui saldi patrimoniali al 31 dicembre 2011 è trascurabile, per cui non sono stati ripresentati nel prospetto di Stato patrimoniale del presente bilancio.

PPA

A seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 si è proceduto alla rilevazione in via definitiva, entro i termini previsti dall'IFRS 3/R, del *fair value* delle attività e delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del 50% del capitale sociale nel progetto Kafireas e del 100% del capitale sociale di Stipa Nayaá e Zopiloapan avvenute nel 2012.

Si segnala che, per alcune acquisizioni minori, il Gruppo ha proceduto all'allocatione definitiva del prezzo di acquisto alle attività e passività identificate senza effettuare un *restate-ment*, stante la loro irrilevanza.

Certificati verdi

A seguito della modifica volontaria del criterio di rappresentazione dei contributi per incentivi si è proceduto alla riclassifica dei certificati verdi dalla voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" alla voce "Altri ricavi e proventi" (294 milioni di euro nel 2012) e il valore dei certificati verdi maturati e non ancora accreditati sul conto di proprietà è stato riclassificato dalla voce "Crediti commerciali" alla voce "Altre attività non finanziarie correnti" (71 milioni di euro al 31 dicembre 2012 e 45 milioni di euro al 1° gennaio 2012).

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato a fronte di tali sopraccitate modifiche, inclusive degli effetti fiscali a esse relative.

Milioni di euro

	al 31.12.2012 <i>reported</i>	Effetto IAS 19/R	PPA	Certificati verdi	al 31.12.2012 <i>restated</i>
ATTIVITÀ					
Attività immateriali	1.260	-	80	-	1.340
Avviamento	942	-	(53)	-	889
Attività per imposte anticipate	297	15	-	-	312
Altre attività non correnti	11.822	-	-	-	11.822
Attività non correnti	14.321	15	27	-	14.363
Crediti commerciali	571	-	-	(71)	500
Altre attività correnti	1.232	-	-	71	1.303
Attività correnti	1.803	-	-	-	1.803
Attività possedute per la vendita	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	16.124	15	27	-	16.166
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo	7.098	(28)	-	-	7.070
Interessenze di minoranza	874	-	9	-	883
TOTALE PATRIMONIO NETTO	7.972	(28)	9	-	7.953
TFR e altri benefici ai dipendenti	46	43	-	-	89
Passività per imposte differite	584	-	18	-	602
Altre passività non correnti	4.922	-	-	-	4.922
Passività non correnti	5.552	43	18	-	5.613
Passività correnti	2.600	-	-	-	2.600
Passività possedute per la vendita	-	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	8.152	43	18	-	8.213
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	16.124	15	27	-	16.166

Infine, il 17 giugno 2013 Enel Green Power SpA ed Enel Energia SpA hanno raggiunto un accordo per la cessione dell'intero capitale di Enel.si Srl, società interamente posseduta da Enel Green Power, alla società della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia del Gruppo Enel, con efficacia 1° luglio 2013.

A seguito di tale accordo, i risultati di Conto economico e la plusvalenza da cessione sono stati riclassificati nella linea di Conto economico "Risultati delle *discontinued operations*". Per omogeneità si è proceduto a riclassificare anche i risultati del 2012. Nella tabella di seguito riportata sono illustrati gli effetti relativi alle fattispecie descritte.

	2012 <i>reported</i>	<i>Discontinued operations</i>	Effetto IAS 19/R	Certificati verdi	2012 <i>restated</i>
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2.565	207	-	(294)	2.064
Altri ricavi e proventi	131	5	-	294	420
	2.696	212	-	-	2.484
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	371	132	-	-	239
Servizi	431	18	-	-	413
Costo del personale	242	8	39	-	273
Ammortamenti e perdite di valore	706	10	-	-	696
Altri costi operativi	128	41	-	-	87
Costi per lavori interni capitalizzati	(162)	-	-	-	(162)
	1.716	209	39	-	1.546
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(8)	-	-	-	(8)
Utile operativo	972	3	(39)	-	930
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(230)	(2)	-	-	(228)
Proventi finanziari	133	1	-	-	132
Oneri finanziari	(363)	(3)	-	-	(360)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	47	-	-	-	47
Utile prima delle imposte	789	1	(39)	-	749
Imposte	298	1	(13)	-	284
Risultato delle <i>continuing operations</i>	491	-	(26)	-	465
Risultato delle <i>discontinued operations</i> ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Utile dell'esercizio	491	-	(26)	-	465
Quota di pertinenza del Gruppo	413	-	(26)	-	387
Interessenze di minoranza	78	-	-	-	78
<i>Utile per azione: base e diluito (in euro)</i>	<i>0,08</i>	-	-	-	<i>0,08</i>
<i>Utile delle continuing operations: base e diluito (in euro)</i>	<i>0,08</i>	-	-	-	<i>0,08</i>
<i>Utile delle discontinued operations: base e diluito (in euro)</i>	<i>0,00</i>	-	-	-	<i>0,00</i>

(1) Il risultato delle *discontinued operations* è interamente di pertinenza del Gruppo.

Gli effetti sul Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio e sul Rendiconto finanziario consolidato si limitano invece a talune riclassifiche tra le diverse componenti, in linea con quanto evidenziato nel prospetto di Stato patrimoniale.

Gli effetti relativi al 1° gennaio 2012, ove esistenti, sono stati riportati nei rispettivi paragrafi.

5 Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

Esercizio 2012

- > Acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rocky Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- > acquisizione, in data 27 giugno 2012, dell'ulteriore 50% del capitale sociale delle società del gruppo Kafireas, precedentemente incluse nel perimetro della *pipeline* eolica greca "Elica 2" e consolidate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria detenuta (30%); conseguentemente, a partire da tale data, le società sono consolidate con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 28 giugno 2012, del 100% di Stipa Nayaá, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica;
- > acquisizione, in data 12 ottobre 2012, dell'ulteriore 58% di Trade Wind Energy, società nella quale il Gruppo deteneva una quota azionaria del 42%; conseguentemente a tale

acquisizione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;

- > acquisizione, in data 21 dicembre 2012, del 99,9% di Eólica Zopiloapan, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica.

A partire dal quarto trimestre 2012, per il venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività/passività destinate alla vendita, le attività della partecipata Enel Green Power España sono state riclassificate nelle relative voci di Stato patrimoniale.

Esercizio 2013

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto di precedenti acquisizioni

Pipeline Kafireas

Milioni di euro	Valori contabili ante acquisizione (giugno 2012)	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	-	55	55
Attivo corrente	32	-	32
TOTALE ATTIVITÀ	32	55	87
Passivo non corrente	-	11	11
Passivo corrente	31	-	31
TOTALE PASSIVITÀ	31	11	42
Patrimonio netto di terzi (20%)	-	9	9
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	1	35	36
Avviamento	-	-	22
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	58

(1) Inclusi oneri accessori.

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte;
- > all'attribuzione delle suddette rettifiche alle minoranze azionarie per la quota di loro interessenza.

Stipa Nayaá

Milioni di euro	Valori contabili ante acquisizione (giugno 2012)	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	113	14	127
Attivo corrente	18	-	18
TOTALE ATTIVITÀ	131	14	145
Passivo non corrente	-	4	4
Passivo corrente	6	-	6
TOTALE PASSIVITÀ	6	4	10
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	125	10	135
Avviamento	-	-	4
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	139

(1) Inclusi oneri accessori.

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali

assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Eólica Zopiloapan

Milioni di euro	Valori contabili ante acquisizione (dicembre 2012)	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	105	11	116
Attivo corrente	15	-	15
TOTALE ATTIVITÀ	120	11	131
Passivo non corrente	-	3	3
Passivo corrente	8	-	8
TOTALE PASSIVITÀ	8	3	11
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	112	8	120
Avviamento	-	-	6
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	126

(1) Inclusi oneri accessori.

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Aggregazioni aziendali

Talinay

In data 22 marzo 2013 Enel Green Power SpA e la sua controllata Enel Latin America (Chile) hanno firmato l'accordo con Vestas per l'acquisizione del 100% del parco eolico di Talinay. Attraverso l'operazione, il Gruppo Enel Green Power ha rilevato l'intero capitale sociale di Talinay, società detentrica dell'impianto, acquisendone il controllo. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

La seguente tabella dà evidenza della rimisurazione al *fair value* alla data di acquisizione, effettuata in via provvisoria, del valore dell'attivo netto acquistato.

Milioni di euro	Valori contabili alla data di acquisizione	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	127	19	146
Attivo corrente	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	127	19	146
Passivo non corrente	-	-	-
Passivo corrente	20	-	20
TOTALE PASSIVITÀ	20	-	20
Patrimonio netto di terzi	-	-	-
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	107	19	126
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	126
Disponibilità liquide	-	-	-
Effetto cassa ⁽²⁾	-	-	81
Ancora da versare	-	-	18

(1) Inclusi oneri accessori.

(2) Al netto degli acconti già versati nel 2012 (pari a 27 milioni di euro).

Chisholm View

Il Gruppo, a seguito dell'esercizio dell'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% della società, ha incrementato la propria partecipazione in Chisholm View LLC, passando dal 49% (precedentemente consolidato con il metodo del patrimonio netto) al 75%.

La seguente tabella dà evidenza della rimisurazione al *fair value* alla data di acquisizione, effettuata in via definitiva, del valore dell'attivo netto acquistato (pari al 26%) di Chisholm View.

Milioni di euro	Valori contabili	Rettifiche <i>fair value</i> ⁽¹⁾	<i>Fair value</i>
Attività non correnti	272	4	276
Cassa e disponibilità liquide	8	-	8
Altre attività correnti	4	-	4
Passività non correnti	(124)	-	(124)
Passività correnti	(29)	-	(29)
Totale attività nette	131	4	135
ATTIVO NETTO ACQUISITO (26%)	34	1	35
Valore dell'operazione	-	-	35
Disponibilità liquide	-	-	8
Effetto cassa	-	-	27
- di cui pagato	-	-	27

(1) L'operazione in esame ha determinato il pagamento di un "premio di controllo" sulla quota acquisita.

Prairie Rose

Il Gruppo, a seguito dell'esercizio dell'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% della società, ha incrementato la propria partecipazione in Prairie Rose LLC, passando dal 49% (precedentemente consolidato con il metodo del patri-

monio netto) al 75%.

La seguente tabella dà evidenza della rimisurazione al *fair value* alla data di acquisizione, effettuata in via definitiva, del valore dell'attivo netto acquistato (pari al 26%) di Prairie Rose.

Milioni di euro	Valori contabili	Rettifiche <i>fair value</i> ⁽¹⁾	<i>Fair value</i>
Attività non correnti	222	1	223
Cassa e disponibilità liquide	9	-	9
Altre attività correnti	2	-	2
Passività non correnti	(108)	-	(108)
Passività correnti	(24)	-	(24)
Totale attività nette	101	1	102
ATTIVO NETTO ACQUISITO (26%)	27	-	27
Valore dell'operazione	-	-	27
Disponibilità liquide	-	-	9
Effetto cassa	-	-	18
- di cui pagato	-	-	18

(1) L'operazione in esame ha determinato il pagamento di un "premio di controllo" sulla quota acquisita.

Altri progetti in Nord America

Nel mese di dicembre 2013 il Gruppo ha concluso tre distinte aggregazioni aziendali negli Stati Uniti trattate in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

Il valore di ciascuna di tali operazioni comprende una componente fissa e una *contingent consideration*.

L'*excess cost* identificato è stato provvisoriamente allocato a immobilizzazioni materiali e immateriali, tenendo conto dell'effetto fiscale, come riepilogato nelle tabelle seguenti.

Business combination Geronimo Wind Energy

Milioni di euro	Valori contabili alla data di acquisizione	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	5	24	29
Attivo corrente	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	5	24	29
Passivo non corrente	-	8	8
Passivo corrente	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	-	8	8
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	5	16	21
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	21
Effetto cassa	-	-	-

(1) Inclusi oneri accessori.

Business combination Trade Wind Energy

Milioni di euro	Valori contabili alla data di acquisizione	Rettifiche <i>fair value</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attivo non corrente	5	35	40
Attivo corrente	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	5	35	40
Passivo non corrente	-	12	12
Passivo corrente	6	-	6
TOTALE PASSIVITÀ	6	12	18
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	(1)	23	22
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	22
Effetto cassa	-	-	-

(1) Inclusi oneri accessori.

Business combination Origin

Il valore di tale operazione è pari a 7 milioni di euro che, alla data del 31 dicembre 2013, non risultava ancora versato; l'*excess cost* identificato è stato provvisoriamente allocato a immobilizzazioni materiali.

Acquisizioni di società a controllo congiunto

PowerCrop

In data 26 marzo 2013 Enel Green Power e SECI Energia hanno firmato l'accordo definitivo per l'acquisizione del controllo congiunto in PowerCrop (50%).

Milioni di euro ⁽¹⁾	
Attivo non corrente	12
Attivo corrente	5
TOTALE ATTIVITÀ	17
Passivo non corrente	-
Passivo corrente	2
TOTALE PASSIVITÀ	2
Patrimonio netto di terzi	-
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	15
Avviamento	9
Valore dell'operazione ⁽²⁾	24
Disponibilità liquide	-
Effetto cassa ⁽³⁾	4
Ancora da versare	12

(1) Dati proporzionalizzati.

(2) Inclusi oneri accessori.

(3) Al netto degli acconti già versati nel 2012 (pari a 8 milioni di euro).

Discontinued operations (Retail)

In data 17 giugno 2013 Enel Green Power ha firmato un accordo per la cessione della partecipazione di Enel.si Srl, società interamente controllata, a Enel Energia SpA con data di efficacia 1° luglio 2013. L'operazione di cessione si inquadra nell'ambito del più ampio contesto della strategia di medio-lungo periodo di Enel Green Power, sempre più orientata a una crescita nel business dello sviluppo, della realizzazione e della gestione di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, settore in cui ha acquisito una leadership a livello mondiale. Per la predisposizione di una "fairness opinion" sulla congruità del valore di Enel.si, Enel Green Power si è avvalsa del supporto di Société Générale.

Il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a 92 milioni di euro ed è soggetto a un aggiustamento prezzo stimato in 11 milioni di euro (di cui versati 6 milioni di euro) sulla base delle informazioni attualmente disponibili; la plusvalenza provvisoria realizzata è pari a 69 milioni di euro.

A seguito della cessione, Enel.si è stata deconsolidata a partire dal 1° luglio 2013 e i risultati economici conseguiti dalla stessa sino alla data di cessione, come la plusvalenza realizzata dalla cessione delle quote del capitale sociale della stessa, sono rappresentati come *discontinued operations*.

Nei dati economici del 2012, inclusi ai fini comparativi nel presente Bilancio consolidato, i risultati economici relativi a Enel.si sono stati rappresentati come *discontinued operations* secondo IFRS 5.

Riclassifica ad attività e passività possedute per la vendita

A partire dal quarto trimestre 2013, in accordo con i requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività e delle passività destinate a essere cedute, si è proceduto a riclassificare nelle relative voci di Stato patrimoniale le attività e le passività delle partecipate portoghesi di Enel Green Power España e della partecipazione francese WP France 3.

Acquisizioni minori

Nel corso del 2013 il Gruppo ha acquistato la quota di controllo nella partecipazione nella società francese La Vallier (già fusa in Enel Green Power France) per un importo di 7 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 5 milioni di euro), nella società messicana Dominica per un importo di 4 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 4 milioni di euro) e nella società italiana Finale Emilia per un importo di 8 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 3 milioni di euro).

Infine si evidenzia che sono state cedute partecipazioni in Iberia per un ammontare complessivo di 17 milioni di euro e in Nord America per un importo pari a 3 milioni di euro.

6

Informativa per area di attività

In data 8 marzo 2010 il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, l'organizzazione delle aree geografiche in:

- > Italia ed Europa;
- > Iberia e America Latina;
- > Nord America.

È inoltre presente una struttura dedicata a Enel.si, denominata Retail, con responsabilità autonome rispetto all'area Italia ed Europa, classificata come *discontinued operations* a partire dal 30 giugno 2013 a seguito della cessione a Enel Energia summenzionata.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia sia all'estero e gli indicatori utilizzati dal management del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 *restated* riclassificato.

Si evidenzia che a partire dall'esercizio 2014 le aree geografiche saranno riorganizzate al fine di riflettere la nuova struttura organizzativa del Gruppo, approvata dal Consiglio di Amministrazione il 25 febbraio 2014, che prevede l'incorporazione dell'area geografica Iberia, precedentemente inclusa in Iberia e America Latina, in Italia ed Europa, al fine di rispecchiare le effettive scelte strategiche di Enel Green Power in un'ottica di maggiore efficienza. I nuovi settori di attività saranno rappresentati come segue:

- > Italia ed Europa;
- > America Latina;
- > Nord America.

Nella sezione "Risultati economici e patrimoniali per area di attività" sono riportate le informazioni previste dalla Raccomandazione CONSOB del 18 luglio 2013 n. 0061493.

Risultati per area di attività del 2013

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail ⁽¹⁾	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.551	864	363	-	2.778	138	2.916
Ricavi intersettoriali	60	7	-	(67)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.611	871	363	(67)	2.778	138	2.916
Totale costi	567	374	117	(67)	991	69	1.060
Ammortamenti e perdite di valore	381	234	107	-	722	8	730
<i>di cui perdite di valore e ripristini</i>	36	35	12	-	83	7	90
Utile operativo	663	263	139	-	1.065	61	1.126
Investimenti ⁽²⁾	395	652	202	-	1.249	-	1.249

(1) Inclusivo della plusvalenza da cessione attività.

(2) Valore al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Risultati per area di attività del 2012 restated

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.384	792	300	-	2.476	212	2.688
Ricavi intersettoriali	49	5	-	(54)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	1.433	797	300	(54)	2.476	212	2.688
Totale costi	501	300	103	(54)	850	199	1.049
Ammortamenti e perdite di valore	390	225	81	-	696	10	706
<i>di cui perdite di valore e ripristini</i>	8	43	-	-	51	9	60
Utile operativo	542	272	116	-	930	3	933
Investimenti	773	339	145	-	1.257	-	1.257

Variazione

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	167	72	63	-	302	(74)	228
Ricavi intersettoriali	11	2	-	(13)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio <i>commodity</i>	178	74	63	(13)	302	(74)	228
Totale costi	66	74	14	(13)	141	(130)	11
Ammortamenti e perdite di valore	(9)	9	26	-	26	(2)	24
<i>di cui perdite di valore e ripristini</i>	28	(8)	12	-	32	(2)	30
Utile operativo	121	(9)	23	-	135	58	193
Investimenti	(378)	313	57	-	(8)	-	(8)

Le seguenti tabelle rappresentano la riconciliazione tra attività e passività per area di attività e quelle esposte nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Totale attività	16.936	16.166	770
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	(941)	(1.104)	163
Attività di natura fiscale	(381)	(375)	(6)
Altre attività	(1.391)	(1.408)	17
Attività operative ⁽¹⁾	14.223	13.279	944
Totale passività	8.673	8.213	460
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	(6.467)	(5.793)	(674)
Passività di natura fiscale	(739)	(646)	(93)
Altre passività	(48)	(89)	41
Passività operative ⁽²⁾	1.419	1.685	(266)

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 37 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (non presenti al 31 dicembre 2012 *restated*).

(2) Le passività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 12 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (non presenti al 31 dicembre 2012 *restated*).

Al 31 dicembre 2013

Milioni di euro	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	6.610	3.497	1.745	(1)	11.851
Attività immateriali	214	968	146	-	1.328
Crediti commerciali	400	107	39	(182)	364
Altre attività operative	389	217	92	(18)	680
Attività operative ⁽¹⁾	7.613	4.789	2.022	(201)	14.223
Debiti commerciali	391	436	74	(148)	753
Fondo rischi e oneri	93	25	14	-	132
Altre passività operative	322	149	90	(27)	534
Passività operative ⁽²⁾	806	610	178	(175)	1.419

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 37 milioni di euro al 31 dicembre 2013, si riferiscono per circa 24 milioni di euro all'area Iberia e America Latina e per circa 13 milioni di euro all'area Italia ed Europa.

(2) Le passività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 12 milioni di euro al 31 dicembre 2013 e si riferiscono per 11 milioni di euro all'area Iberia America Latina e per 1 milione di euro all'area Italia ed Europa.

Al 31 dicembre 2012 *restated*

Milioni di euro	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Retail	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	6.551	3.032	1.295	-	-	10.878
Attività immateriali	205	1.007	127	1	-	1.340
Crediti commerciali	388	176	22	42	(128)	500
Altre attività operative	344	152	39	34	(8)	561
Attività operative	7.488	4.367	1.483	77	(136)	13.279
Debiti commerciali	620	447	42	73	(112)	1.070
Fondo rischi e oneri	58	32	11	2	-	103
Altre passività operative	306	171	53	3	(21)	512
Passività operative	984	650	106	78	(133)	1.685

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi e proventi

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 2.263 milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Energia	2.201	920	2.014	885	187
Altre vendite e prestazioni	62	15	50	49	12
Totale	2.263		2.064		199

I ricavi per "Energia" si riferiscono per 1.743 milioni di euro alla vendita di energia (1.642 milioni di euro nel 2012 *restated*) e per 458 milioni di euro ad altre forme di incentivi, quali, per esempio, *feed-in tariff* (pari a 372 milioni di euro nel 2012 *restated*). La variazione positiva dei ricavi per energia rispetto all'esercizio precedente, pari a 187 milioni di euro, è riferibile principalmente alla crescita della produzione (101 milioni di euro) e all'aumento dei ricavi da energia incentivata (86 milioni di euro).

L'incremento dell'energia incentivata rispetto all'esercizio precedente, pari a 86 milioni di euro, è principalmente riferibile alla Grecia (34 milioni di euro) e al Nord America per ricavi da *tax partnership* (42 milioni di euro).

La quota della voce in oggetto riferibile alle parti correlate nel 2013 è relativa principalmente alla vendita di energia al Gestore dei Mercati Energetici (GME) per 433 milioni di euro (471 milioni di euro nel 2012 *restated*), al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per 53 milioni di euro (259 milioni di euro nel 2012 *restated*) e a contratti bilaterali con Enel Trade per 400 milioni di euro (254 milioni di euro nel 2012 *restated*).

I ricavi per "Altre vendite e prestazioni" presentano un incremento di 12 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (50 milioni di euro), dovuto principalmente a rimborsi assicurativi in America Latina (8 milioni di euro).

7.b Altri ricavi e proventi - Euro 494 milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Certificati verdi	402	296	294	294	108
Plusvalenze da cessione di attività materiali e immateriali	2		9		(7)
Altri proventi	90	3	117	14	(27)
Totale	494		420		74

La voce "Certificati verdi", pari a 402 milioni di euro (294 milioni di euro nel 2012 *restated*), accoglie i ricavi registrati in Italia pari a 323 milioni di euro su 3.648 GWh di energia prodotta (246 milioni di euro su 3.059 GWh di energia prodotta nel 2012 *restated*) e in Romania pari a 79 milioni di euro su 1.837 GWh di energia prodotta (48 milioni di euro su 866 GWh di energia prodotta nel 2012 *restated*).

Gli "Altri proventi" includono gli effetti della cessione della quota di controllo del 51% di Buffalo Dunes a un prezzo di

67 milioni di euro, comprensivo di una *development fee* di 35 milioni di euro e del rimborso degli investimenti preliminari effettuati durante le trattative di 32 milioni di euro. Complessivamente l'operazione ha comportato la rilevazione di un provento pari a 40 milioni di euro, relativi alla plusvalenza realizzata sulla quota ceduta (20 milioni di euro) e alla conseguente rimisurazione al *fair value* del 49% ancora in portafoglio (20 milioni di euro).

Costi

8.a Materie prime e materiali di consumo - Euro 265 milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Materiali	81	42	110	23	(29)
Energia elettrica	140	8	74	12	66
Combustibili e gas	44	20	55		(11)
Totale	265		239		26
Costi per materie prime capitalizzati	(25)		(73)		48

I costi per acquisto "Materiali", al netto dei costi capitalizzati, evidenziano un incremento di 19 milioni di euro.

I costi per acquisto di "Energia elettrica" registrano un incremento di 66 milioni di euro, principalmente riferibili a un aumento dei costi per l'energia acquistata a Panama (41 milioni di euro) e in Cile (13 milioni di euro).

L'incremento del costo di acquisto di energia a Panama per effetto della minore produzione (pari a 30 milioni di euro) ha determinato una riduzione del margine operativo lordo, in quanto i ricavi unitari sono contrattualmente definiti (media-

mente pari a 75 dollari/MWh); la regolazione prevede il recupero di parte di tale minor margine tramite la vendita dell'energia eccedentaria negli esercizi successivi in Borsa al prezzo *pool* (mediamente pari nel 2013 a 225 dollari/MWh) e non ai distributori al prezzo contrattualmente definito (mediamente pari nel 2013 a 120 dollari/MWh). Tale effetto verrà rilevato al momento della vendita futura.

La riduzione dei costi per "Combustibili e gas", pari a 11 milioni di euro, è riferita al *decommissioning* pianificato degli impianti di cogenerazione delle società portoghesi.

8.b Servizi - Euro 444 milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	84		91		(7)
Costi per godimento beni di terzi	98	8	82	9	16
Costi di trasmissione	29		25		4
Altri costi per servizi	233	103	215	83	18
Totale	444		413		31
Costi per servizi capitalizzati	(22)		(27)		5

I "Costi per godimento beni di terzi" presentano un aumento di 16 milioni di euro riferibile principalmente all'aumento dei canoni per derivazione acqua della Capogruppo (8 milioni di euro) e dei costi per affitti e locazioni di terreni relativi a impianti eolici in Spagna e in Nord America (6 milioni di euro).

Gli "Altri costi per servizi" si incrementano di 18 milioni di euro, principalmente per l'aumento dei corrispettivi per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (12 milioni di euro) e dei costi per consulenze tecniche sugli impianti a seguito della maggiore capacità installata (3 milioni di euro).

8.c Costo del personale - Euro 247 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 restated	Variazione
Salari e stipendi	186	172	14
Oneri sociali	44	40	4
TFR e altri benefici ai dipendenti	8	53	(45)
Altri costi	9	8	1
Totale	247	273	(26)
Costi per personale capitalizzati	(56)	(61)	5

L'incremento del costo per "Salari e stipendi" riflette il maggior costo medio e la maggiore consistenza media dell'esercizio (+4,2%) per effetto della crescita fisiologica, in Italia ed Europa (in aumento di 125 unità rispetto al 2012 *restated*) e in Iberia e America Latina (in aumento di 86 unità rispetto al 2012 *restated*).

Tale andamento è in linea con l'attività di riorganizzazione intrapresa dal Gruppo, in ottica di integrazione ed efficientamento a livello globale, come descritto nella sezione "Come operiamo – Le nostre persone".

La diminuzione del costo per "TFR e altri benefici ai dipendenti" è connessa principalmente alla rilevazione degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione, assegnato

a taluni dipendenti in Italia a fine 2012 (pari a 39 milioni di euro). Tale piano è stato ritirato nel mese di settembre 2013, conseguentemente è stato rilasciato il fondo con un impatto positivo pari a 39 milioni di euro nel mese di dicembre 2013; a valle della sottoscrizione con le organizzazioni sindacali dell'accordo attuativo che definisce il numero dei dipendenti interessati (235 unità), il programma di esodo (nel corso del 2013, del 2014 e al 1° gennaio 2015) e le prestazioni a cui il dipendente avrà diritto, è stato accantonato nell'ambito del fondo rischi un importo di 40 milioni di euro.

Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2013.

N. dipendenti	Consistenza media			Consistenza al 31.12.2013 ⁽¹⁾
	2013	2012	Variazione	
Dirigenti	79	88	(9)	81
Quadri	539	525	14	570
Impiegati	1.670	1.621	49	1.700
Operai	1.211	1.124	87	1.248
Totale	3.499	3.358	141	3.599

(1) Di cui 130 unità relative alle imprese consolidate con il metodo proporzionale.

8.d Ammortamenti e perdite di valore - Euro 722 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	549	549	-
Ammortamento attività immateriali	88	84	4
<i>Impairment</i> di avviamento	-	13	(13)
Perdite di valore	85	50	35
Totale	722	696	26

La voce "Ammortamento immobili, impianti e macchinari" rimane invariata rispetto al 2012 principalmente per l'effetto combinato dell'incremento degli ammortamenti relativi alla maggiore capacità installata in Nord America (22 milioni di euro), in Romania (13 milioni di euro) e in Messico (6 milioni di euro), interamente compensato dall'effetto positivo derivante dalla rivisitazione della vita utile dei beni gratuitamente devolvibili a seguito della legge 134 del 2012 in Italia e dei minori ammortamenti dell'impianto di 3SUN per effetto della svalutazione effettuata in corso d'anno.

L'incremento della voce "Ammortamento attività immateriali",

pari a 4 milioni di euro, riflette principalmente l'aumento degli ammortamenti della attività immateriali delle società nordamericane (4 milioni di euro).

La voce "Perdite di valore", pari a 85 milioni di euro, accoglie adeguamenti di valore di impianti per la produzione di pannelli fotovoltaici della CGU 3SUN per 31 milioni di euro (non presenti nel 2012). Nel corso del primo semestre 2013, infatti, il management della *joint venture* 3SUN ha evidenziato la presenza di indicatori di *impairment*, quali alcune criticità tecnologiche legate alla fase di *startup* e le mutate condizioni di mercato con riferimento ai prezzi di vendita dei pannelli.

Sulla base di tali indicatori, si è ritenuto opportuno eseguire un *impairment test* al fine di verificare l'eventuale riduzione del valore contabile degli *asset* aziendali.

Tale *impairment test* è stato elaborato applicando il metodo finanziario del *discounted cash flow*, nella versione *unlevered* e con valori post imposte, al fine di stimare l'*enterprise value* (EV) della *cash generating unit* (CGU) 3SUN sulla base di:

- > tasso di crescita alla fine del periodo esplicito: 0,5%;
- > periodo esplicito dei flussi di cassa: 5 anni;
- > tasso di sconto (WACC) *post-tax*: 7,9% nel periodo esplicito e 9,9% alla fine del periodo esplicito;
- > *terminal value: perpetuity*, prevedendo comunque dei costi addizionali di mantenimento di 5 milioni di euro all'anno.

L'esito dell'*impairment test* effettuato ha evidenziato una perdita di valore degli *asset* aziendali e in conseguenza di ciò si è proceduto alla svalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali fino al relativo valore recuperabile stimato.

Inoltre si è proceduto alla svalutazione di singole e specifiche attività che non si prevede contribuiranno alla determinazione di flussi di cassa futuri, quali progetti geotermici situati in America Latina per 17 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2012), in Nord America per 12 milioni di euro (non presenti nel 2012) e in Iberia per 16 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2012). Sono state inoltre rilevate svalutazioni di attività in Italia per 2 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2012).

8.e Altri costi operativi - Euro 138 milioni

La voce "Altri costi operativi", pari a 138 milioni di euro, presenta un incremento di 51 milioni di euro rispetto al 2012 *restated*, principalmente riferibile all'introduzione di una tassa sulla

produzione da fonti rinnovabili in Spagna (26 milioni di euro) e in Grecia (16 milioni di euro).

9. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - Euro 21 milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 <i>restated</i>	di cui con parti correlate	Variazione
Proventi realizzati su derivati:	25		11		14
CFH - copertura prezzo <i>commodity</i>	25	25	11	11	14
Proventi da valutazione:	2		2		-
di <i>trading</i> - non copertura su prezzo <i>commodity</i>	2		2		-
Totale proventi da gestione rischio <i>commodity</i>	27		13		14
Oneri realizzati su derivati:	(3)		(16)		13
CFH - copertura prezzo <i>commodity</i>	(3)	(3)	(16)	(16)	13
Oneri da valutazione:	(3)		(5)		2
CFH - copertura prezzo <i>commodity</i>	(3)		(5)		2
Totale oneri da gestione rischio <i>commodity</i>	(6)		(21)		15
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	21		(8)		29

I "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*" si riferiscono per 22 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio (5 milioni di euro di oneri netti nel 2012) e per 1 milione di euro a oneri netti da valutazione (3 milioni di euro di oneri netti nel 2012).

I contratti in Italia sono posti in essere prevalentemente con la correlata Enel Trade SpA per la parte relativa alla *commodity* e con Enel SpA per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto alcuni contratti di copertura con Enel Trade SpA sono stipulati in dollari.

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti - Euro (268) milioni

Milioni di euro

	2013	di cui con parti correlate	2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Differenze positive di cambio	41	9	103		(62)
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	32	22	27	4	5
Proventi da strumenti finanziari derivati	6	6	2		4
Totale proventi finanziari	79		132		(53)
Differenze negative di cambio	45	9	104		(59)
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	267		244		23
- finanziamenti a lungo termine	244	135	207	117	37
- finanziamenti a breve termine	34	33	39	35	(5)
- altri oneri finanziari	25	5	22		3
- oneri finanziari capitalizzati	(36)		(24)		(12)
Oneri da strumenti finanziari derivati	35	26	12	8	23
Totale oneri finanziari	347		360		(13)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(268)		(228)		(40)

La voce "Interessi e altri oneri da passività finanziarie" registra un incremento di 23 milioni di euro principalmente riconducibile

al maggior indebitamento netto medio e all'incremento sui tassi correlato all'aumento della durata media del debito.

11. Quota proventi/(oneri) netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 64 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 restated	Variazione
Proventi da partecipazioni in società collegate	81	74	7
Oneri da partecipazioni in società collegate	(17)	(27)	10
Totale	64	47	17

I "Proventi da partecipazioni in società collegate" si riferiscono principalmente alle quote di utili della collegata LaGeo per 31 milioni di euro (34 milioni di euro nel 2012), nonché delle società collegate in Iberia per 41 milioni di euro (33 milioni di euro nel 2012) e in Nord America per 9 milioni di euro (7

milioni di euro nel 2012).

Gli "Oneri da partecipazioni in società collegate" accolgono principalmente le perdite delle società collegate in Nord America per 14 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2012).

12. Imposte - Euro 324 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 restated	Variazione
Imposte correnti	278	295	(17)
Imposte differite/(anticipate)	55	(6)	61
Rettifiche relative a esercizi precedenti	(9)	(5)	(4)
Totale	324	284	40

Le "Imposte", pari a 324 milioni di euro, evidenziano un incremento di 40 milioni di euro essenzialmente in linea con l'andamento dell'utile ante imposte.

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2013		2012 restated	
Utile ante imposte	861		749	
Imposte teoriche	237	27,5%	205	27,5%
Addizionale IRES	50	5,8%	49	6,6%
IRAP	33	3,8%	30	4,0%
Effetto aliquote locali	(7)	-0,8%	(16)	-2,1%
Differenze permanenti e partite minori	11	1,3%	16	2,2%
Imposte effettive	324	37,6%	284	37,9%

13. Risultato delle *discontinued operations* - Euro 61 milioni

Milioni di euro

	2013	2012	Variazione
Ricavi e proventi	70	215	(145)
Costi	77	212	(135)
Utile operativo	(7)	3	(10)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	(2)	2
Imposte	-	1	(1)
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	(7)	-	(7)
Plusvalenze da cessione attività	68	-	68
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	61	-	61

A seguito della cessione della partecipazione, avvenuta con data di efficacia 1° luglio 2013, Enel.si è stata deconsolidata a partire da tale data; i risultati conseguiti sino alla data di cessione e la plusvalenza realizzata con la cessione delle quote nel capitale sociale della stessa sono stati classificati nelle *discontinued operations*.

Nei dati economici relativi al 2012, inclusi ai fini comparativi nel presente Bilancio consolidato, i risultati economici relativi a Enel.si sono stati rappresentati come *discontinued operations* per garantire una rappresentazione più coerente.

L'operazione di cessione si inquadra nell'ambito del più ampio contesto della strategia di medio-lungo periodo di Enel Green Power, sempre più orientata a una crescita nel business dello sviluppo, della realizzazione e della gestione di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, settore in cui ha acquisito una leadership a livello mondiale. Per la predisposizione di una "fairness opinion" sulla congruità del valore di Enel.si, Enel Green Power si è avvalsa del supporto di Société Générale.

Il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a 92 milioni di euro (soggetto a un ag-

giustamento prezzo stimato in 11 milioni di euro alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione, di cui versati 6 milioni di euro) ed è stato determinato sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 (pari a circa 76 milioni di euro) e della posizione finanziaria netta della società in pari data (positiva per circa 16 milioni di euro). Il corrispettivo della cessione è stato versato in un'unica soluzione alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione.

La plusvalenza realizzata con la cessione delle quote del capitale sociale di Enel.si, pari a 68 milioni di euro incluso l'aggiustamento prezzo stimato in circa 11 milioni di euro, è stata riflessa nel risultato da *discontinued operations* del Conto economico avuto riguardo al fatto che la transazione, benché realizzata fra entità del Gruppo Enel, è fondata su presupposti che hanno sostanza economica. Con riferimento alla stima dell'aggiustamento prezzo, si segnala che lo stesso sarà determinato in via definitiva solo a conclusione del processo di verifica tra le parti della consistenza di alcune partite specifiche, previsto per il 30 giugno 2014, così come disposto dall'accordo siglato fra le parti.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

14. Immobili, impianti e macchinari - Euro 11.851 milioni

Milioni di euro	Terreni e fabbricati ⁽¹⁾	Impianti e macchinari	Beni in leasing	Altri beni	Attività materiali in corso e acconti	Totale
Costo storico	1.384	11.339	228	144	1.897	14.992
Fondo ammortamento	(361)	(4.351)	(16)	(92)	-	(4.820)
Consistenza al 01.01.2012	1.023	6.988	212	52	1.897	10.172
Investimenti	26	141	2	9	1.048	1.226
Passaggi in esercizio	37	1.097	3	1	(1.138)	-
Ammortamenti e perdite di valore	(40)	(503)	(9)	(14)	(12)	(578)
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	24	24
Fondo smantellamento	-	9	-	-	2	11
Differenze di cambio	(4)	(53)	-	(1)	(15)	(73)
Variazione perimetro di consolidamento	1	215	-	-	8	224
Dismissioni	(3)	(38)	-	-	(63)	(104)
Altri movimenti	109	(79)	14	(1)	(67)	(24)
Totale variazioni	126	789	10	(6)	(213)	706
Costo storico	1.576	12.523	245	152	1.682	16.178
Fondo ammortamento	(426)	(4.730)	(23)	(104)	-	(5.283)
Impairment	(1)	(16)	-	-	-	(17)
Consistenza al 31.12.2012 restated	1.149	7.777	222	48	1.682	10.878
Investimenti	18	154	2	7	1.057	1.238
Passaggi in esercizio	99	1.006	1	11	(1.117)	-
Ammortamenti e perdite di valore	(46)	(515)	(10)	(31)	(21)	(623)
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	36	36
Differenze di cambio	(13)	(131)	-	-	(76)	(220)
Variazione perimetro di consolidamento	39	562	-	-	(52)	549
Dismissioni	-	(10)	-	-	(5)	(15)
Riclassifica ad attività materiali possedute per la vendita	-	(17)	-	-	-	(17)
Allocazione eccesso di costo	-	19	-	-	8	27
Altri movimenti	41	(27)	13	14	(43)	(2)
Totale variazioni	138	1.041	6	1	(213)	973
Costo storico	1.756	13.934	261	178	1.469	17.598
Fondo ammortamento	(468)	(5.057)	(33)	(111)	-	(5.669)
Impairment	(1)	(59)	-	(18)	-	(78)
Consistenza al 31.12.2013	1.287	8.818	228	49	1.469	11.851

(1) Di cui 1.211 milioni di euro di fabbricati e 76 milioni di euro di terreni.

L'incremento della voce, pari a 973 milioni di euro, si riferisce principalmente all'effetto combinato degli investimenti dell'esercizio (pari a 1.238 milioni di euro, comprensivi di 64 milioni di euro relativi al progetto Buffalo Dunes), della variazione del perimetro (pari a 549 milioni di euro, al netto di 64 milioni di euro relativi alla cessione della quota di controllo di Buffalo Dunes) e dell'allocazione dell'eccesso di costo relativo a progetti in America Latina (19 milioni di euro) e in Nord America (8 milioni di euro), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a 549 milioni di euro) e perdite di valore

(pari a 74 milioni di euro) descritte in Nota 8.d e dalle differenze negative di cambio (pari a 220 milioni di euro).

Per quanto riguarda gli oneri finanziari capitalizzati, si segnala che sono stati determinati in base a un tasso medio di capitalizzazione equivalente a quello di Gruppo, come riportato nella Nota 30.

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2013 e del 2012. Tali investimenti, complessivamente pari a 1.238 milioni di euro nel 2013, sono in aumento rispetto al 2012 di 12 milioni di euro.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	Variazione
Impianti di produzione			
- Idroelettrici	106	127	(21)
- Eolici	773	686	87
- Geotermici	226	214	12
- Solari	116	188	(72)
- Biomassa	10	1	9
- Altri	-	3	(3)
Totale impianti di produzione	1.231	1.219	12
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	7	7	-
TOTALE	1.238	1.226	12

Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti eolici in Italia ed Europa, in Iberia e America Latina e in Nord America (pari a 773 milioni di euro), a impianti geotermici in Italia e Nord America (pari a 225 milioni di euro), a impianti solari in Italia e Romania (pari a 98 milioni di euro) e a impianti idroelettrici in Italia, Brasile e Costa Rica (pari a 93 milioni di euro).

La voce "Variazione del perimetro di consolidamento" è riferibile principalmente al consolidamento integrale dei progetti

americani Chisholm View e Prairie Rose (499 milioni di euro), precedentemente valutati con il metodo del patrimonio netto, alle acquisizioni della società cilena Talinay (107 milioni di euro) e delle società italiane PowerCrop e Finale Emilia (17 milioni di euro). La voce include, inoltre, la cessione della quota di controllo di Buffalo Dunes (64 milioni di euro) e la vendita di alcune società canadesi (18 milioni di euro).

Di seguito la tabella degli impianti e macchinari per tecnologia.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2011
Impianti di produzione			
- Idroelettrici	2.545	2.458	2.322
- Geotermici	1.214	1.214	1.335
- Eolici	4.733	3.740	3.091
- Fotovoltaici	297	261	118
- Altri	29	104	122
Totale	8.818	7.777	6.988

La voce "Beni in *leasing*" include beni in *leasing* relativi a impianti eolici che il Gruppo utilizza in Francia (con durata quindicennale), in Grecia (con durata decennale) e in Italia (con una durata di 18 anni) per un totale di 228 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*).

Nelle seguenti tabelle sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il *leasing* e il relativo valore attuale.

Milioni di euro	al 31.12.2013	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2014	21	12
2015-2018	99	71
Oltre 2018	122	100
Totale	242	183
- di cui oneri finanziari	59	

Milioni di euro	al 31.12.2012	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2013	23	46
2014-2017	82	52
Oltre 2017	156	124
Totale	261	222
- di cui oneri finanziari	39	

15. Attività immateriali - Euro 1.328 milioni

Milioni di euro	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre immobilizzazioni immateriali in corso e contratti di vendita	Totale
Costo storico	615	892	1.507
Fondo ammortamento	(76)	(132)	(208)
Consistenza al 31.11.2011	539	760	1.299
Investimenti	12	19	31
Ammortamenti e perdite di valore	(50)	(48)	(98)
Variazione perimetro di consolidamento	7	2	9
Differenze di cambio	(4)	(4)	(8)
Allocazione eccesso di costo/rimisurazione al <i>fair value</i>	5	30	35
Effetto PPA <i>restated</i>	-	80	80
Dismissioni e altri movimenti	(3)	(5)	(8)
Totale variazioni	(33)	74	41
Costo storico	621	1.014	1.635
Fondo ammortamento	(102)	(178)	(280)
<i>Impairment</i>	(13)	(2)	(15)
Consistenza al 31.12.2012 <i>restated</i>	506	834	1.340
Investimenti	10	33	43
Ammortamenti e perdite di valore	(38)	(55)	(93)
Differenze di cambio	(6)	(9)	(15)
Allocazione eccesso di costo/rimisurazione al <i>fair value</i>	11	62	73
Dismissioni e altri movimenti	(29)	9	(20)
Totale variazioni	(52)	40	(12)
Costo storico	598	1.113	1.711
Fondo ammortamento	(132)	(230)	(362)
<i>Impairment</i>	(12)	(9)	(21)
Consistenza al 31.12.2013	454	874	1.328

La riduzione della voce "Attività immateriali", pari a 12 milioni di euro, si riferisce principalmente agli ammortamenti (pari a 88 milioni di euro) e perdite di valore (pari a 5 milioni di euro) e alla modifica del metodo di consolidamento del progetto Buffalo Dunes a seguito della perdita del controllo (pari a 28 milioni di euro), solo in parte compensati dagli investimenti (pari a 43 milioni di euro) e dagli effetti della determinazione

dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte, identificate e misurate in via provvisoria di alcuni progetti in Nord America (49 milioni di euro) e in via definitiva di alcune controllate in Grecia e Spagna (24 milioni di euro). Si segnala che non esistono immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita.

16. Avviamento - Euro 882 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2012 <i>restated</i>						al 31.12.2013		
	Costo storico	Impairment cumulato	Valore netto	Acquisizioni/Develop/success fee	Effetto cambi	"Purchase Price Allocation"	Costo storico	Impairment cumulato	Valore netto
Latin America	270	-	270	23	(12)	(19)	262	-	262
Enel Green Power España	408	(1)	407	-	-	(4)	404	(1)	403
Enel Green Power Hellas	108	(70)	38	-	-	(5)	103	(70)	33
Enel Green Power Romania	13	-	13	-	-	-	13	-	13
Enel Green Power Bulgaria	5	-	5	-	-	-	5	-	5
Enel Green Power France	24	-	24	5	-	-	29	-	29
Enel Green Power North America	121	(14)	107	42	(4)	(42)	117	(14)	103
Enel Green Power Sharp & Solar Energy	5	-	5	-	-	(4)	1	-	1
Enel Green Power Portoscuso ⁽¹⁾	16	-	16	-	-	-	16	-	16
Canaro	1	-	1	-	-	-	1	-	1
IRIS 2006	3	-	3	-	-	-	3	-	3
Enel Green Power Finale Emilia	-	-	-	3	-	-	3	-	3
Enel Green Power PowerCrop	-	-	-	9	-	-	9	-	9
Enel Green Power South Africa	-	-	-	1	-	-	1	-	1
Totale	974	(85)	889	83	(16)	(74)	967	(85)	882

(1) Fusa in Enel Green Power SpA.

Il decremento della voce "Avviamento", pari a 7 milioni di euro, si riferisce principalmente all'effetto cambi negativo (pari a 16 milioni di euro) e alla definitiva determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte relative alle acquisizioni di alcune controllate in Italia ed Europa (9 milioni di euro) e in Iberia (4 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione del perimetro di consolidamento per alcune acquisizioni in Italia ed Europa (pari a 18 milioni di euro) e in Messico (pari a 4 milioni di euro). Si precisa che la voce "Purchase Price Allocation" si riferisce ad allocazioni di prezzo relative ad aggregazioni aziendali di minore importanza o effettuate nel corso del 2013.

I criteri adottati per l'identificazione delle *cash generating unit* (CGU) si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulla natura specifica del business di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e sull'organizzazione aziendale definita anche in funzione di motivazioni di carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal management.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli *discounted cash flow* che prevedono la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi e *risk-free*, beta e *market risk premium*.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili:

- (i) per il periodo esplicito dal piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle *commodity*;
- (ii) per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stato stimato come rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business). Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio per ogni CGU identificata.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali *driver* di valore, in particolare WACC e tassi di crescita di lungo periodo le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo degli avviamenti per società a cui la *cash generating unit* appartie-

ne, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Al 31.12.2013	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC <i>pre-tax</i> ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	<i>Terminal value</i> ⁽³⁾	Al 31.12.2012	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC <i>pre-tax</i> ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	<i>Terminal value</i> ⁽³⁾
Latin America	262	3,40%	8,50%	5 anni	23 anni	288	3,40%	9,90%	5 anni	21 anni
Enel Green Power España	403	2,00%	7,90%	5 anni	14 anni	407	2,00%	8,40%	5 anni	17 anni
Enel Green Power Hellas	33	2,00%	13,60%	10 anni	18 anni	73	2,00%	16,80%	10 anni	20 anni
Enel Green Power Romania	13	2,40%	10,60%	10 anni	13 anni	13	2,40%	11,50%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	3,00%	8,20%	10 anni	11 anni	5	3,00%	9,30%	10 anni	12 anni
Enel Green Power France	29	1,90%	7,60%	5 anni	19 anni	24	1,90%	7,80%	5 anni	18 anni
Enel Green Power North America	103	2,10%	7,70%	5 anni	19 anni	107	2,20%	7,70%	5 anni	20 anni
Acquisizioni Italia	32	2,00%	8,80%-12,00%	10 anni	7-18 anni	20	2,00%	9,30%	10 anni	14-15 anni
Enel Green Power Sharp & Solar Energy	1	2,00%	10,00%	10 anni	15 anni	5	2,00%	9,30%	10 anni	15 anni
Acquisizioni Sudafrica	1	1,90%	9,80%	5 anni	23 anni	-	-	-	-	-

(1) Tasso di crescita del flusso di cassa al termine del periodo esplicito.

(2) WACC *pre-tax* calcolato con metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi *pre-tax* sia equivalente a quello calcolato con flussi *post-tax* scontati al WACC *post-tax*.

(3) Il valore del *terminal value* è stato stimato attraverso una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

Al 31 dicembre 2012, dagli *impairment test* effettuati, è emersa una perdita di valore relativa a una specifica attività localizzata in Nord America dedicata allo sviluppo di progetti per la

produzione di energia da fonte rinnovabile affetta da incertezze che ne limitano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa della CGU.

17. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 318 milioni ed euro (694) 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

	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Incr./(Decr.) con imputaz. a Conto economico	Effetto cambi/ Altri mov.	al 31.12.2013
Attività per imposte anticipate:				
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	123	10	16	149
- valutazione strumenti finanziari	17	-	(7)	10
- accantonamenti per rischi e oneri da deducibilità differita	15	1	(3)	13
- <i>Tax Credit</i> (Nord America)	73	-	-	73
- perdite fiscalmente riportabili	20	(3)	13	30
- altre partite	64	(21)	-	43
Totale	312	(13)	19	318
Passività per imposte differite:				
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	209	1	-	210
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	390	-	26	416
- valutazione strumenti finanziari	-	-	3	3
- altre partite	3	41	21	65
Totale	602	42	50	694

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2013 sono pari a 318 milioni di euro, in aumento di 6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated*.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 53 milioni di euro, in quanto

sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite" al 31 dicembre 2013 sono pari a 694 milioni di euro, in aumento di 92 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated*.

18. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 508 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2012 <i>restated</i>			al 31.12.2013			
	Valore	%	Acquisizioni/ (Dismissioni)	Impatto a Conto economico	Altre variazioni	Valore	%
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	7	50,0%	-	16	(8)	15	50,0%
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	36	40,0%	-	16	3	55	40,0%
Altre collegate Enel Green Power España ⁽¹⁾	118		-	6	(21)	103	
Buffalo Dunes	-		5	(1)	65	69	49,0%
Chisholm View LLC	60	49,0%	35	6	(101)	-	
Prairie Rose	48	49,0%	27	2	(77)	-	
Altre Nord America ⁽¹⁾	5		19	(13)	(1)	10	
Collegate Enel Green Power Hellas ⁽¹⁾	134	30,0%	1	-	-	135	30,0%
LaGeo SA de Cv	103	36,2%	-	31	(36)	98	36,2%
Terrae	11	15,0%	4	-	-	15	20,0%
Altre minori	11		-	1	(4)	8	
TOTALE	533		91	64	(180)	508	

(1) Per il dettaglio delle 28 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia, delle restanti 26 società rientranti nel Gruppo Enel Green Power España e delle tre società che hanno sede in Nord America si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013".

Le "Acquisizioni/Dismissioni" includono gli aumenti di capitale, effettuati in Nord America nella società Buffalo Dunes LLC (95 milioni di euro), diminuiti per effetto dell'incasso della *tax partnership* (90 milioni di euro), nelle società Chisholm View e Prairie Rose (62 milioni di euro) precedentemente all'acquisizione del controllo e in altre collegate minori (19 milioni di euro).

Le "Altre variazioni" dell'esercizio accolgono principalmente l'effetto del cambio di metodo di consolidamento rispettivamente da integrale a patrimonio netto di Buffalo Dunes, a seguito della cessione del 51% (68 milioni di euro), e da patri-

monio netto a integrale a seguito dell'acquisizione di un ulteriore 26% di azioni nelle società Chisholm View e Prairie Rose in Nord America (-178 milioni di euro).

La parte residua accoglie principalmente la distribuzione di dividendi di LaGeo (32 milioni di euro) e di altre società collegate di Enel Green Power España (12 milioni di euro), l'effetto della vendita di Tirmadrid (9 milioni di euro) e di Alvadía (4 milioni di euro) e l'effetto cambi negativo (7 milioni di euro). Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre qui di seguito forniti i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	al 31.12.2013					
	Attivo non corrente	Attivo corrente	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utile/ (Perdita)
Elica 2	7	6	-	-	-	-
LaGeo	258	142	11	54	176	85
Buffalo Dunes Wind Project	328	20	158	50	2	-
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	1.214	278	1.249	159	195	40
Tirme	424	104	446	24	73	4
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	274	53	234	61	89	32
Compañía Eólica Tierras Altas SA	45	16	6	15	20	4

Milioni di euro	al 31.12.2012					
	Attivo non corrente	Attivo corrente	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utile/ (Perdita)
Elica 2	9	2	-	1	-	-
LaGeo	243	170	18	49	197	94
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	1.126	260	1.149	147	147	20
Tirme	472	125	477	49	100	5
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	288	37	255	56	74	28
Compañía Eólica Tierras Altas SA	50	5	10	7	29	11

19. Attività finanziarie non correnti - Euro 363 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013		al 31.12.2012	Variazione	
		di cui con parti correlate			di cui con parti correlate
Crediti finanziari a lungo termine	327	318	269	14	58
Contratti derivati	13	7	6		7
Altre attività finanziarie	23		53		(30)
Totale	363		328		35

I "Crediti finanziari a lungo termine", pari a 327 milioni di euro, registrano un aumento di 58 milioni di euro, principalmente riconducibile all'effetto dell'aumento dei crediti verso le società collegate di Enel Green Power España (pari a 67 milioni di euro).

La voce "Contratti derivati" accoglie il *fair value* attivo dei con-

tratti derivati in essere alla data di bilancio in scadenza oltre l'esercizio successivo.

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* in essere al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	
Derivati di cash flow hedge	454	33	13	6	7
Commodity	24	33	6	6	-
Interessi	430	-	7	-	7
Totale	454	33	13	6	7

I derivati su *commodity* si riferiscono a un contratto derivato su energia stipulato in Nord America con un *fair value* di 6 milioni di euro.

I derivati su interessi si riferiscono ai contratti derivati su tassi stipulati in Italia ed Europa con un *fair value* di 7 milioni di euro.

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

Il decremento della voce "Altre attività finanziarie", pari a 30 milioni di euro, è riferibile principalmente al recupero dell'anticipo, pari a 27 milioni di euro, versato per l'acquisto della società cilena Talinay finalizzato nel 2013 (come descritto nella Nota 5).

20. Altre attività non correnti - Euro 145 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013		al 31.12.2012	Variazione	
		di cui con parti correlate			di cui con parti correlate
Crediti tributari	98		64		34
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	2		2		-
Altri crediti diversi	45	3	17		28
Totale	145		83		62

La voce "Altre attività non correnti", pari a 145 milioni di euro, si incrementa di 62 milioni di euro principalmente per effetto dell'aumento dei crediti tributari della controllata Enel Chile

(39 milioni di euro) e per l'aumento dei crediti per certificati verdi della Romania (25 milioni di euro).

Attività correnti

21. Rimanenze - Euro 93 milioni

Le "Rimanenze", pari a 93 milioni di euro, aumentano di 29 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* (pari a 64 milioni di euro) per effetto dell'incremento del magazzino

delle società italiane (40 milioni di euro) principalmente per i certificati verdi, parzialmente compensato dalla cessione del magazzino del business Retail (21 milioni di euro).

22. Crediti commerciali - Euro 364 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 <i>restated</i>	di cui con parti correlate	Variazione
Vendita energia	322	185	403	132	(81)
Altri crediti	42		97		(55)
Totale	364		500		(136)

I "Crediti commerciali", pari a 364 milioni di euro, diminuiscono di 136 milioni di euro per effetto principalmente di una riduzione dei crediti per vendita di energia in Iberia (84 milioni di euro) e in Italia (32 milioni di euro) e di una riduzione degli

altri crediti per il deconsolidamento dei crediti del business Retail (40 milioni di euro).

Di seguito la tabella sull'esigibilità dei crediti commerciali.

al 31.12.2013	Crediti commerciali terzi	di cui con amministrazioni pubbliche
Non scaduti/da emettere	64	25
Scaduti:		
- da 0 a 6 mesi	102	42
- da 6 mesi a 12 mesi	10	9
- da 12 mesi a 24 mesi	2	-
- oltre 24 mesi	1	-
Totale	179	76

23. Crediti tributari - Euro 63 milioni

I "Crediti tributari", pari a 63 milioni di euro, sono in linea con il 31 dicembre 2012. La voce accoglie principalmente i crediti per imposte della controllata Enel Green Power España (20 milioni di euro) e della controllata panamense (19 milioni di euro).

24. Attività finanziarie correnti - Euro 224 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Titoli	13		39		(26)
Contratti derivati	3	1	4	3	(1)
Ratei e risconti attivi finanziari correnti	1	1	2	1	(1)
Altri crediti finanziari	207	180	383	366	(176)
Totale	224		428		(204)

La voce "Titoli", pari a 13 milioni di euro, evidenzia una riduzione di 26 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* correlata alla variazione degli investimenti temporanei in titoli a breve termine, prevalentemente certificati di deposito in Brasile.

La voce "Contratti derivati" accoglie il *fair value* positivo dei contratti derivati in essere alla data di bilancio e in scadenza entro l'esercizio successivo.

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	
Derivati di cash flow hedge	24	141	3	4	(1)
Commodity	24	141	3	4	(1)
Derivati di trading	13	-	-	-	-
Cambi	13	-	-	-	-
Totale	37	141	3	4	(1)

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2013 pari a 24 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 3 milioni di euro.

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

La voce "Altri crediti finanziari" evidenzia una riduzione di 176 milioni di euro derivante principalmente dall'effetto della riduzione del credito della finanziaria del Gruppo (Enel Green Power International BV) nei confronti della finanziaria del Gruppo Enel (pari a 199 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei crediti finanziari della controllata Enel Green Power North America verso le proprie collegate (21 milioni di euro).

25. Altre attività correnti - Euro 417 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 restated	di cui con parti correlate	Variazione
Crediti tributari	148		194		(46)
Contributi non monetari da ricevere	95	88	71	71	24
Anticipi a fornitori	84		29		55
Risconti attivi operativi correnti	48	1	49		(1)
Altri crediti diversi	42	7	72	22	(30)
Totale	417		415		2

La riduzione dei "Crediti tributari" si riferisce principalmente alla posizione creditoria per IVA della Romania (55 milioni di euro). L'incremento della voce "Contributi non monetari da ricevere" si riferisce essenzialmente ai crediti per certificati verdi delle

società italiane in seguito all'adozione del nuovo trattamento dei certificati verdi, come descritto nei principi contabili e nella Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012".

L'incremento degli "Anticipi a fornitori" si riferisce principalmente agli acconti versati per l'acquisto di turbine da destinare a progetti in Nord America (60 milioni di euro).

26. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 343 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	Variazione
Depositi bancari e postali liberi	181	145	36
Depositi bancari e postali vincolati	162	188	(26)
Totale	343	333	10

I "Depositi bancari e postali vincolati" sono essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese che, per la particolare tipologia, prevedono l'accantonamento

di fondi a garanzia del servizio del debito (come *project financing* o *tax partnership*).

27. Attività possedute per la vendita - Euro 37 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	Variazione
Immobili, impianti e macchinari	16	-	16
Immobilizzazioni immateriali	2	-	2
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	-	1
Crediti commerciali	7	-	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	-	10
Altre attività correnti	1	-	1
Totale	37	-	37

La voce al 31 dicembre 2013 include principalmente la parte delle attività degli impianti di cogenerazione portoghesi della controllata Enel Green Power España (24 milioni di euro) e dell'impianto eolico della controllata francese WP France 3

(13 milioni di euro) che, in ragione delle decisioni del management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Passivo

28. Patrimonio netto del Gruppo - Euro 7.290 milioni

Capitale sociale - Euro 1.000 milioni

Il capitale sociale è rappresentato da 5.000.000.000 di azioni ordinarie con un valore nominale di euro 0,20 e risulta interamente versato.

Al 31 dicembre 2013, sulla base delle risultanze del libro dei soci e, tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legi-

slativo 24 febbraio 1998, n. 58 nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori di Enel SpA (con il 68,29% del capitale sociale) e di Norges Bank (con il 2,02% del capitale sociale).

Riserve - Euro 5.762 milioni

Di seguito la composizione delle principali voci.

Riserva legale - Euro 200 milioni

La riserva legale è pari al 20% del capitale sociale e ha quindi raggiunto i limiti previsti dall'art. 2430 del codice civile.

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH - Euro (8) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*).

Riserve da valutazione strumenti finanziari società valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (10) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Riserva di traduzione - Euro (212) milioni

In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale. Al 31 dicembre 2013 la riserva è negativa per 212 milioni di euro, in aumento di 207 milioni di euro, per gli effetti del de-

prezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserva per benefici ai dipendenti - Euro (5) milioni

Tale riserva accoglie, a seguito dell'applicazione dal 1° gennaio 2013 dello IAS 19/R, tutti gli utili e le perdite attuariali, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserve diverse (eccetto riserva legale) - Euro 5.797 milioni

Si riferiscono, per un importo pari a 3.300 milioni di euro, alle riserve attribuite alla Capogruppo all'atto della scissione da Enel Produzione SpA e includono, in particolare, la riserva di rivalutazione (pari a 138 milioni di euro) che rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla legge 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.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2012 restated			Variazioni			al 31.12.2013					
	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi	Utili/(Perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi
Riserva da strumenti finanziari CFH	(48)	(38)	(10)	28	23	(8)	43	30	13	(5)	(8)	3
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	(12)	-	2	-	-	2	2	-	(10)	(10)	-
Riserva di traduzione	(4)	(5)	1	(218)	-	-	(218)	(207)	(11)	(222)	(212)	(10)
Utile/(Perdita) da rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(2)	(2)	-	(3)	-	-	(3)	(3)	-	(5)	(5)	-
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	(66)	(57)	(9)	(191)	23	(8)	(176)	(178)	2	(242)	(235)	(7)

29. Interessenze di minoranza - Euro 973 milioni

Le interessenze di minoranza registrano un aumento di 90 milioni di euro principalmente riconducibile all'utile d'esercizio attribuibile a terzi (70 milioni di euro) e alla variazione del

perimetro in Nord America (60 milioni di euro), effetti in parte compensati dall'erogazione di dividendi (38 milioni di euro) da parte di talune società controllate.

Passività non correnti

30. Finanziamenti - Euro 5.497 milioni di euro (di cui quota corrente euro 220 milioni)

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione, al 31 dicembre 2013, dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi, con distinzione per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	Fair value	Valore nozionale	Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel					
									2015	2016	2017	2018	Oltre	
	al 31.12.2012 <i>restated</i>			al 31.12.2013										
Prestiti obbligazionari:														
- tasso fisso quotati	19	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	19	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debiti verso banche														
- tasso fisso	411	411	411	580	580	591	6	574	15	30	26	217	286	
- tasso variabile	1.353	1.346	1.347	1.729	1.721	1.758	127	1.594	133	169	139	348	805	
Totale	1.764	1.757	1.758	2.309	2.301	2.349	133	2.168	148	199	165	565	1.091	
Debiti verso altri finanziatori:														
- tasso fisso	344	344	344	513	513	589	59	454	59	58	51	57	229	
- tasso variabile	208	208	208	201	201	209	26	175	10	11	25	20	109	
Totale	552	552	552	714	714	798	85	629	69	69	76	77	338	
Finanziamenti da società correlate:														
- tasso fisso	2.357	2.354	2.357	2.482	2.482	2.823	2	2.480	2	2	2	921	1.553	
- tasso variabile	137	137	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totale	2.494	2.491	2.494	2.482	2.482	2.823	2	2.480	2	2	2	921	1.553	
TOTALE	4.829	4.819	4.823	5.505	5.497	5.970	220	5.277	219	270	243	1.563	2.982	

La voce "Debiti verso banche", pari a 2.301 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi pari a 133 milioni di euro), si riferisce principalmente a:

- > finanziamenti a tasso fisso erogati dalla BEI alla Capogruppo, pari a 682 milioni di euro (709 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), riconosciuti a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia;
- > finanziamento a tasso variabile erogato dalla BEI a Enel Green Power International BV a dicembre 2013 per 50 milioni di euro per finanziare progetti rinnovabili in Romania;
- > finanziamenti bancari a tasso variabile, stanziati tramite la formula del *project financing*, pari a 291 milioni di euro (322 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), stipulati

- da Enel Green Power España con 10 istituti bancari spagnoli, tra i quali i finanziamenti verso la Caixa per 161 milioni di euro, Sabadell per 56 milioni di euro, Banesto per 15 milioni di euro, Caja Astur per 16 milioni di euro e BBVA per 13 milioni di euro;
- > finanziamenti a tasso variabile erogati da ELO, braccio finanziario della Export Credit Agency danese (EKF) attraverso Citibank International PLC (in qualità di *lead arranger* e *facility agent*) a Enel Green Power International BV pari a 446 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) per lo sviluppo di progetti eolici in Brasile, Nord America, Romania, Cile, di cui 170 milioni di euro erogati nel 2013;
- > finanziamento a tasso fisso erogato da IADB nel 2012 alla controllata Enel Green Power México Srl de Cv, pari a 54

- milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated* con un valore nominale di 976 milioni di Mexican pesos), per lo sviluppo di un impianto eolico in Messico;
- > finanziamento a tasso fisso erogato da BBVA Bancomer nel 2013 alla controllata Enel Green Power México Srl de Cv, pari a 181 milioni di euro (250 milioni di dollari) per lo sviluppo di parchi eolici in Messico;
 - > finanziamento a tasso variabile, tramite la formula del *project financing*, a favore di 3SUN Srl (33,33% Enel Green Power SpA) pari a 44 milioni di euro (55 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), rilasciato da un *pool* di banche (Unicredit SpA, Banca Imi SpA e Centrobanca SpA) per la realizzazione di progetti fotovoltaici a Catania;
 - > finanziamenti a tasso variabile erogati da Intesa Sanpaolo SpA alla Capogruppo per 163 milioni di euro (176 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) allo scopo di finanziare i seguenti progetti: Palo Viejo in Guatemala, Talinay in Cile, Chucas in Costa Rica. Tali finanziamenti, prevedono un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
 - > finanziamenti erogati da BBVA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl pari a 88 milioni di euro, di cui la metà a tasso fisso (88 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*), per lo sviluppo dei progetti eolici in Messico. Tali finanziamenti, prevedono un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
 - > finanziamento a tasso variabile erogato nel mese di dicembre 2013 da parte di Unicredit SpA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl, pari a 50 milioni di euro, per lo sviluppo di progetti eolici in Messico. Per tale finanziamento è previsto un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
 - > finanziamento a tasso variabile da parte di BBVA a Enel Green Power Chile per 145 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (200 milioni di dollari);
 - > finanziamento a tasso variabile da parte del BCI a Enel Green Power Chile per 73 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (100 milioni di dollari);
 - > finanziamenti bancari a tasso variabile pari a 24 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) erogati a controllate greche da Citibank, NBG Bank ed Emporiki Bank;
 - > finanziamento bancario a tasso variabile per 8 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated* con

un valore nominale di 11 milioni di dollari) erogato a Enel Green Power Guatemala dal Banco Industrial del Guatemala.

La voce "Debiti verso altri finanziatori" al 31 dicembre 2013 è pari a 714 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi per 85 milioni di euro) e si riferisce principalmente a:

- > finanziamenti per *tax partnership* pari a 485 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) per i progetti nordamericani già in essere (Snyder Wind Farm, Smoky Hills I, Smoky Hills II e Caney River) e per i progetti Prairie Rose e Chisholm View, precedentemente valutati con il metodo del patrimonio netto, consolidati a partire dal secondo trimestre 2013 con il metodo integrale (267 milioni di euro);
- > finanziamenti con la formula del *project financing* erogati a società controllate di Enel Green Power North America pari a 41 milioni di euro (62 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*);
- > contratti di *leasing* pari a 153 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) stipulati da 10 società italiane controllate da Enel Green Power SpA per lo sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici in Italia;
- > finanziamenti verso altri finanziatori per 22 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) concessi alle controllate di Enel Green Power España per lo sviluppo di progetti nel campo delle fonti rinnovabili;
- > finanziamenti soci pari a 9 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) concessi a 3SUN Srl per lo sviluppo di progetti solari a Catania.

La voce "Finanziamenti da società correlate" accoglie principalmente il finanziamento erogato da Enel Finance International NV a Enel Green Power International BV per 2.453 milioni di euro (2.463 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*) e il debito finanziario di Enel Green Power France verso Enel Lease Eurl per 27 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*).

Di seguito il dettaglio dei finanziamenti tramite il *project financing* e il *leasing* finanziario.

Project financing

Paese	N. contratti	Milioni di euro	Tecnologia	Pro solvendo/Pro soluto
Nord America	7	41	Idroelettrica - Eolica	Pro soluto
Spagna	21	268	Eolica	Pro soluto
Portogallo	2	23	Eolica	Pro solvendo
Italia	1	45	Solare	Pro soluto
Totale	31	377		

Leasing finanziario

Paese	N. contratti	Milioni di euro	Tecnologia	Pro solvendo/Pro soluto
Francia	3	29	Eolica	Pro soluto
Grecia	1	1	Eolica	Pro soluto
Italia	14	153	Eolica - Solare	Pro soluto
Totale	18	183		

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

	Valore nozionale	Rimborsi	Variazione area di consolidamento	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2012					al 31.12.2013
Prestiti obbligazionari	19	(19)	-	-	-	-
Debiti verso banche	1.764	(122)	-	681	(14)	2.309
Debiti verso altri finanziatori	553	(114)	267	12	(4)	714
Finanziamenti da società correlate	2.493	-	-	-	(11)	2.482
Totale indebitamento finanziario	4.829	(255)	267	693	(29)	5.505

I "Prestiti obbligazionari" presentano una riduzione di 19 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto del rimborso del Bond di Panama.

I "Debiti verso banche", pari a 2.309 milioni di euro, presentano un aumento di 545 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated*, principalmente per effetto delle nuove emissioni (pari 681 milioni di euro nel 2013), solo in parte compensato dai rimborsi (pari a 122 milioni di euro nel 2013).

Di seguito il dettaglio delle nuove emissioni di maggior rilievo:

- > finanziamento BBVA Bancomer alla controllata messicana per 181 milioni di euro;
- > finanziamenti Citibank a Enel Green Power International BV per 170 milioni di euro;
- > finanziamento BBVA alla controllata cilena per 145 milioni di euro;
- > finanziamento BCI alla controllata cilena per 73 milioni di euro;
- > finanziamento BEI a Enel Green Power International BV per 50 milioni di euro;
- > finanziamento Unicredit a Enel Green Power Partecipazioni Speciali per 50 milioni di euro.

Di seguito il dettaglio dei rimborsi di maggior rilievo:

- > *project finance* della controllata Enel Green Power España per 31 milioni di euro;
- > finanziamento BEI alla Capogruppo per 27 milioni di euro;
- > finanziamenti Citibank a Enel Green Power International BV per 26 milioni di euro;
- > finanziamenti Intesa Sanpaolo alla Capogruppo per 13 milioni di euro;
- > finanziamenti *pool* di banche a 3SUN per 12 milioni di euro.

I "Debiti verso altri finanziatori", pari a 714 milioni di euro, presentano un aumento di 161 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated*, principalmente per effetto della citata variazione del perimetro di consolidamento relativa a Prairie Rose e Chisholm View (pari a 267 milioni di euro nel 2013), parzialmente compensato dai rimborsi (pari a 114 milioni di euro nel 2013) relativi principalmente a Enel Green Power North America per *tax partnership* (90 milioni di euro).

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario non corrente (incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi) per valuta e per tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale al 31.12.2012	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
			al 31.12.2013		
Euro	4.198	4.341	4.333	4,23%	4,28%
Dollaro USA	615	1.094	1.094	5,42%	5,42%
Dollaro CAD	16	15	15		
Peso messicano	-	55	55	7,92%	7,92%
Totale valute non euro	631	1.164	1.164		
TOTALE	4.829	5.505	5.497		

Di seguito si evidenzia la composizione dell'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro	al 31.12.2013		di cui con parti correlate		al 31.12.2012	di cui con parti correlate		Variazione
Depositi bancari e postali		343			333			10
Titoli		13			39			(26)
Liquidità		356			372			(16)
Altri crediti finanziari a breve termine		207	180		382	346		(175)
Debiti verso banche a breve termine		(23)			(70)			47
Quota corrente di debiti verso banche		(133)			(112)			(21)
Quota corrente dei prestiti obbligazionari		-			(19)			19
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e parti correlate		(87)			(71)			(16)
Altri debiti finanziari a breve termine		(816)	(796)		(748)	(725)		(68)
Indebitamento finanziario corrente		(1.059)			(1.020)			(39)
Indebitamento finanziario corrente netto		(496)			(266)			(230)
Debiti verso banche		(2.168)			(1.645)			(523)
Debiti verso altri finanziatori e società correlate		(3.109)	2.480		(2.972)	(2.491)		(137)
Indebitamento finanziario non corrente		(5.277)			(4.617)			(660)
Indebitamento finanziario netto come da Comunicazione CONSOB		(5.773)			(4.883)			(890)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine		327	318		269	1		58
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(5.446)			(4.614)			(832)

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing*, pari a complessivi 377 milioni di euro al 31 dicembre 2013, si riferiscono principalmente a società mono impianto nelle quali il Gruppo detiene generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano i soci, unitamente alle società progetto, al rispetto di taluni parametri societari e finanziari.

In particolare, i parametri societari comportano la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato dei finanziamenti in oggetto in caso di variazioni nell'azionariato di riferimento delle società finanziate e delle società progetto. I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

> l'obbligo per le società progetto di rispettare determinati rapporti – generalmente 15%/85% (in taluni casi il rapporto è 10%/90% o 20%/80%) – di patrimonio netto/indebitamento finanziario;

- > la possibilità per le società progetto di distribuire dividendi:
 - i) condizionata al rispetto di un *debt service cover ratio* (ossia il rapporto tra a) i flussi di cassa attesi dal progetto finanziato in un dato anno e b) gli interessi e la quota capitale del debito in scadenza per il medesimo anno) superiore generalmente all'1,10 (in taluni casi, all'1,05 e all'1,15); e ii) limitata all'ammontare delle disponibilità liquide risultanti dalla situazione contabile assoggettata a revisione contabile;
- > la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato in caso di un *debt service cover ratio* inferiore generalmente all'1,05 (in taluni casi, inferiore all'1,00 e all'1,10);
- > il decremento o l'incremento dei tassi di interessi applicabili ai finanziamenti in oggetto in relazione al livello di *debt service cover ratio*. In particolare, lo *spread* sul tasso di interesse di riferimento aumenta in caso di un *debt service cover ratio* superiore generalmente all'1,25 (in taluni casi all'1,40) e diminuisce nel caso opposto.

Alla data del presente bilancio, tali parametri risultano rispettati e non risultano *events of default* né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

31. TFR e altri benefici ai dipendenti - Euro 48 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, indennità per mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso, premi di fedeltà, assistenza sanitaria e sconto energia (modificato dai recenti accordi contrattuali per i dipendenti in servizio).

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	Variazione
TFR e altri benefici relativi al personale	26	27	(1)
Piano prepensionamento	-	39	(39)
Sconto energia	5	4	1
Mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso	4	5	(1)
Premio fedeltà	3	3	-
Assistenza sanitaria Asem	3	3	-
Altri benefici ai dipendenti	7	8	(1)
Totale	48	89	(41)

Nel seguito si evidenzia la variazione nei due esercizi delle passività attuariali.

Milioni di euro

	2013				2012			
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale
Passività iniziale attuariale 01.01	77	4	8	89	35	3	5	43
Passività riconosciute solo contabilmente	-	-	-	-	-	-	-	-
Passività iniziale contabile 01.01	77	4	8	89	35	3	5	43
Variazioni a Conto economico	(40)	-	-	(40)	43	-	1	44
Variazioni Conto economico complessivo	-	1	-	1	2	1	-	3
Contributi/erogazioni	(2)	-	-	(2)	(2)	-	-	(2)
Altri movimenti	1	-	(1)	-	(1)	-	2	1
Passività finale contabile 31.12	36	5	7	48	77	4	8	89
Passività riconosciute solo contabilmente	-	-	-	-	-	-	-	-
Passività finale attuariale 31.12	36	5	7	48	77	4	8	89

La voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti di quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro. La voce registra una riduzione di 41 milioni di euro, per effetto del rilascio della passività precedentemente iscritta a fronte del piano per l'accompagnamento graduale al pensionamento di alcuni dipendenti (vedi Nota 4 - "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012"). Tale variazione risente essenzialmente della cessazione del piano di accompagnamento graduale al pensionamento disposta a seguito dell'assoluta assenza di adesioni al piano

stesso e del fatto che un numero significativo degli aventi diritto al piano di accompagnamento ha aderito agli accordi ex art. 4 della legge 92/2012, presentando questi ultimi migliori condizioni economiche e normative e che di fatto hanno reso non più attrattivo il piano stesso.

La voce "Sconto energia" include taluni benefici relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnata fino allo scorso esercizio ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – convertita in altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, resta a oggi in vigore per i soli dipendenti in stato di quiescenza.

La voce "Altri benefici" accoglie le passività relative a benefici definiti non incluse nelle voci precedenti.

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro

	2013				2012			
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale
Variazioni a Conto economico								
Service cost	(42)	-	-	(42)	41	-	-	41
Net interest cost	2	-	-	2	2	-	-	2
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	1	1
Totale	(40)	-	-	(40)	43	-	1	44
Variazioni Conto economico complessivo								
Demografici	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Esperienza	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Finanziari	-	1	-	1	4	1	1	6
Totale	-	1	-	1	2	1	-	3

Di seguito la tabella della *sensitivity* per tipologia di piani.

Milioni di euro

	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Altri benefici
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	31	6	6
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	28	5	5
Incremento 0,5% tasso di inflazione	30	5	6
Incremento 0,5% delle retribuzioni	30	5	6
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	30	5	6
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	30	5	6
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	30	5	1

32. Fondi rischi e oneri - Euro 132 milioni (di cui quota a breve euro 14 milioni)

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" è riportata di seguito.

Milioni di euro					di cui quota corrente	
	al 31.12.2012	Acc.	Utilizzi/ Rilasci	Altri mov./ Effetto cambi	al 31.12.2013	
Contenzioso legale	22	1	(2)	(7)	14	-
Oneri su impianti di produzione	70	4	(7)	-	67	1
Imposte	4	1	-	(1)	4	-
Altro	7	7	(4)	1	11	2
Totale	103	13	(13)	(7)	96	3
Fondo oneri per incentivi all'esodo	-	40	(2)	(2)	36	11
TOTALE	103	53	(15)	(9)	132	14

Fondo contenzioso legale - Euro 14 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 ed esterni.

Fondi rischi relativi a oneri su impianti di produzione - Euro 67 milioni

Gli "Oneri su impianti di produzione" includono principalmente la stima dei futuri oneri da sostenere per lo smantellamento e il ripristino degli impianti in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per il disinquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie nei casi in cui la propria attività abbia arrecato danni all'ambiente e oneri di varia natura e per contenziosi con enti locali per tributi e canoni. La riduzione della voce è imputabile, per 7 milioni di euro, agli utilizzi dell'anno.

Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 36 milioni

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" riflette l'iscrizione per 40 milioni di euro del Fondo esodo incentivato (ex art. 4 legge 92/2012, c.d. "Legge Fornero"). In data 6 settembre 2013, Enel Green Power, unitamente alle altre società del Gruppo Enel interessate dall'Accordo sindacale siglato nel mese di maggio con riferimento alle modalità attuative della "Legge Fornero", ha infatti sottoscritto con le organizzazioni sindacali uno specifico accordo attuativo che definisce il numero dei dipendenti interessati (235 unità), il programma di esodo (nel corso del 2013, del 2014 e al 1° gennaio 2015) e le prestazioni a cui il dipendente avrà diritto. Da tale data, la proposta di Enel Green Power è divenuta irrevocabile e pertanto si è proceduto a iscrivere il relativo fondo.

33. Passività finanziarie non correnti - Euro 37 milioni

Le "Passività finanziarie non correnti" accolgono esclusivamente il *fair value* dei contratti derivati. Nella seguente tabella

sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	
Derivati di cash flow hedge	708	870	37	67	(30)
Interessi	708	870	37	67	(30)
Totale	708	870	37	67	(30)

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2013 pari complessivamente a 708 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 37 milioni di euro.

La variazione negativa del *fair value*, pari a 30 milioni di euro, è

principalmente imputabile al decremento dei derivati di *cash flow hedge* su interessi verso la controllante Enel SpA (20 milioni di euro) e verso terzi (10 milioni di euro).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

34. Altre passività non correnti - Euro 183 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	Variazione
Debiti per canoni e contributi urbanizzazione	59	37	22
Debiti per acquisto attività e business	12	21	(9)
Altri debiti diversi	112	79	33
Totale	183	137	46

I "Debiti per canoni e contributi di urbanizzazione" accolgono i contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base a quanto previsto dall'art. 4 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007; in particolare, tale Accordo, firmato nel mese di aprile 2010, prevede che Enel Green Power SpA corrisponda agli enti locali, a titolo di compensazione ambientale e territoriale, un importo definito per ciascun MW autorizzato in 20 rate annuali. La voce registra un aumento, pari a 22 milioni di euro, riferibile principalmente all'entrata in esercizio o al rinnovamento di nuovi impianti geotermici per i quali sono dovuti tali contributi.

I "Debiti per acquisto attività e business" si riferiscono alla rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta dalla Simest (8,8%), per un importo pari a 12 milioni di euro (pari a 12 mi-

lioni di euro al 31 dicembre 2012 *restated*). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà di quest'ultima alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle *put* sopra citate, il derivato associato è classificato come livello 3; il valore nozionale è corrispondente al rispettivo *fair value*, calcolato con il modello binomiale per la valutazione delle opzioni e nel corso dell'esercizio non ha prodotto effetti significativi a Conto economico.

L'incremento della voce "Altri debiti diversi", pari a 33 milioni di euro, si riferisce principalmente a contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Passività correnti

35. Finanziamenti a breve termine - Euro 839 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 <i>restated</i>	di cui con parti correlate	Variazione
Debiti verso banche	23		70		(47)
Debiti verso correlate e altri finanziatori	816	796	748	725	68
Totale	839	796	818	725	21

Il decremento della voce "Debiti verso banche" si riferisce principalmente alla riduzione del debito verso BBVA della Capogruppo Enel Green Power SpA relativo ai certificati verdi ceduti nel 2012.

La variazione della voce "Debiti verso correlate e altri finanziatori" si riferisce principalmente all'incremento dell'esposizione a breve termine verso Enel Finance International NV (407 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione di quella verso Enel SpA (334 milioni di euro).

36. Debiti commerciali - Euro 753 milioni

La voce "Debiti commerciali", pari a 753 milioni di euro, presenta una riduzione di 317 milioni di euro, riferita principalmente a debiti verso la controllante (131 milioni di euro) e verso altre correlate (6 milioni di euro) e alla variazione del perimetro relativa alla cessione di Enel.si (66 milioni di euro).

Di seguito il dettaglio per data di scadenza dei debiti commerciali verso terzi.

Milioni di euro

Entro il 30 giugno 2014	534
Tra il 1° luglio e il 31 dicembre 2014	46
Nel 2015	-
Oltre	8
Totale al 31 dicembre 2013	588

37. Debiti per imposte sul reddito - Euro 42 milioni

La voce "Debiti per imposte sul reddito", pari a 42 milioni di euro, registra un decremento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 *restated* (pari a 44 milioni di euro).

38. Altre passività correnti - Euro 343 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 <i>restated</i>	di cui con parti correlate	Variazione
Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione	34		30		4
Debiti verso il personale e verso istituti previdenziali	28		27		1
Debiti per acquisto attività e business	49		126		(77)
Acconti e ratei passivi	78		56	1	22
Debiti tributari diversi	33		38		(5)
Altri debiti diversi	121	51	98	16	23
Totale	343		375		(32)

La voce "Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione" accoglie 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 degli impianti, e i debiti per canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi e altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Il decremento dei "Debiti per acquisto attività e business" si riferisce all'estinzione del debito relativo all'acquisto del secondo impianto eolico in Messico (pari a 126 milioni di euro), effetto parzialmente compensato dall'iscrizione del debito per componenti eventuali del costo di acquisizione (*contingent consideration*) dei business localizzati in Nord America, descritti nella Nota 5, determinati al loro *fair value* in 37 milioni di euro, e alla rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota azionaria nella partecipata Maicor Wind (pari a 12 milioni di euro, precedentemente classificato tra i debiti a lungo termine).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle passività citate, esse sono classificate come livello 3.

Il valore nozionale relativo alla *put* di Maicor Wind è corrispondente al rispettivo *fair value*, calcolato con il metodo *discounted cash flow*, mentre le *contingent consideration* relative ai progetti in Nord America sono state quantificate tenendo conto del valore unitario a MW previsto dal contratto d'acquisto per la *development fee* nonché delle probabilità associate alla realizzazione dell'iniziativa.

Infine, nel corso dell'esercizio non hanno prodotto effetti significativi a Conto economico.

L'incremento degli "Acconti e ratei passivi" si riferisce principalmente ai debiti derivanti dalla conclusione di contratti per la fornitura di turbine in Messico (25 milioni di euro).

L'incremento degli "Altri debiti diversi" si riferisce principalmente all'aumento dei debiti per IVA verso la controllante (23 milioni di euro).

39. Passività finanziarie correnti - Euro 93 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	di cui con parti correlate	al 31.12.2012 <i>restated</i>	di cui con parti correlate	Variazione
Ratei passivi finanziari correnti	88	71	88	71	-
Contratti derivati	5	5	1		4
Totale	93		89		4

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	
Derivati di cash flow hedge	435	-	2	-	2
Commodity	435	-	2	-	2
Derivati di trading	452	25	3	1	2
Cambi	444	14	2	-	2
Interessi	8	11	1	1	-
Totale	887	25	5	1	4

Il valore nozionale dei contratti derivati su cambi di *trading* classificati tra le passività finanziarie correnti, stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'impatto della variabilità dei cambi, risulta al 31 dicembre 2013 pari a 444 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 2 milioni di euro.

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

40. Passività possedute per la vendita - Euro 12 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Finanziamenti a lungo termine	1	-
Passività per imposte differite	1	-
Debiti commerciali	6	-
Debiti per imposte sul reddito	2	-
Other current liabilities	2	-
Totale	12	-

La voce include la parte delle passività degli impianti di cogenerazione portoghesi della controllata Enel Green Power España (11 milioni di euro) e dell'impianto eolico della controllata francese WP France 3 (1 milione di euro) che, in ra-

gione delle decisioni del management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

41. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro	al 31.12.2013	al 31.12.2012	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	1.439	1.146	293
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	1.733	1.126	607
Totale	3.172	2.272	900

Il Gruppo ha in essere impegni con la società Vestas Italia Srl per la fornitura, il trasporto, l'installazione e la manutenzione, nei vari Paesi in cui il Gruppo opera e per il periodo 2011-2015, di turbine eoliche per una potenza complessiva di 268 MW, con l'opzione in favore di Enel Green Power di incrementare tale potenza di ulteriori 700 MW nello stesso periodo di validità.

Si evidenzia, inoltre, che Enel Green Power SpA ha in essere impegni con la Regione Toscana relativamente al Protocollo di Intesa siglato nel 2007 in cui Enel si impegna a favore di attività di ricerca e di innovazione tecnologica nel campo delle energie rinnovabili. Gli impegni riferibili specificamente alla società Enel Green Power non saranno definibili fino a quando non verrà concordato con la Regione l'elenco dettagliato delle attività da considerare idonee per gli scopi di cui sopra.

42. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali e dalla Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvata in data 1° dicembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA, previo parere del Comitato per il Controllo Interno reso in data 23 novembre 2010.

Tale procedura (disponibile all'indirizzo internet http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB.

In particolare, nel corso del 2013, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

- > gestione del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio;
- > erogazione di prestazioni professionali e servizi;
- > gestione di servizi comuni;
- > compravendita di energia;
- > compravendita di certificati verdi e bianchi.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il "Consolidato Fiscale Nazionale" con la controllante Enel SpA.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (decreto del Presidente della Repubblica 917/1986, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", Enel Green Power SpA ha rinnovato nei termini di legge, congiuntamente con la società controllante Enel, l'opzione al regime del "Consolidato Fiscale Nazionale" per il triennio 2013-2015, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità; per la società Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl non si è reso necessario procedere al rinnovo in quanto è entrata a far parte del regime di consolidato nel 2012 e il triennio sarà in scadenza nel 2014.

Si evidenzia che nel corso del 2013 sono state approvate alcune operazioni con parti correlate qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute direttamente da Enel Green Power SpA o per il tramite di una società da questa controllata e concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Tali operazioni rientrano nelle ipotesi di esenzione di cui all'art. 13, comma 3, lett. c), del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al riguardo adottata da Enel Green Power SpA in attuazione del Regolamento stesso. In quanto tali, esse non sono dunque soggette agli obblighi di pubblicazione previsti per le operazioni con parti correlate di maggiore rilevanza dall'art. 5, commi da 1 a 7, del Regolamento Parti Correlate. Dette operazioni sono state comunque oggetto di specifica comunicazione alla CONSOB secondo quanto previsto dal richiamato art. 13, comma 3, lett. c).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche di tali operazioni.

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Trade SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto dell'operazione: contratto quadro relativo alla vendita di energia elettrica per l'anno 2014 che si realizza attraverso contratti bilaterali fisici, nonché contratto quadro relativo alla vendita di energia elettrica per l'anno 2014 che si realizza attraverso contratti bilaterali finanziari.

Corrispettivo dell'operazione: valore massimo rispettivamente di 430 milioni di euro e di 600 milioni di euro.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: contratto di finanziamento avente a oggetto una linea di credito di lungo periodo di importo complessivo pari a 3 miliardi di euro erogabili in due *tranche*. Le condizioni del contratto di finanziamento sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti. Si segnala che, successivamente alla sottoscrizione del contratto, la parti hanno modificato uno dei suoi termini al fine di prevedere un'estensione di tre mesi del periodo di utilizzo della prima *tranche* del finanziamento.

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società controllante.

Oggetto dell'operazione: garanzia della durata di 15 anni per un importo massimo erogabile pari a 210 milioni di euro (ovvero il 105% del valore del capitale del finanziamento garantito) in favore della Banca Europea per gli Investimenti e nell'interesse di Enel Green Power International BV.

Corrispettivo dell'operazione: le condizioni della garanzia sono in linea con quelle generalmente riconosciute da Enel Green Power SpA a primari istituti bancari per analogo importo e durata.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: rinnovo di un contratto di finanziamento per 1,2 miliardi di euro. Le condizioni del rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

Il corrispettivo della cessione è stato versato in un'unica soluzione alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione, fissata al 1° luglio 2013. La cessione di Enel.si Srl si configura come un'operazione con parte correlata di minore rilevanza ai sensi dell'apposita procedura adottata da Enel Green Power SpA in base alla normativa CONSOB di riferimento.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche dell'operazione.

Controparte dell'operazione: Enel Energia SpA.

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA.

Oggetto dell'operazione: cessione dell'intero capitale sociale di Enel.si Srl.

Corrispettivo dell'operazione: il corrispettivo riconosciuto da Enel Energia SpA per la cessione dell'intero capitale di Enel.si Srl è pari a circa 92 milioni di euro (soggetto a un aggiustamento prezzo stimato in 11 milioni di euro alla data di efficacia del trasferimento della partecipazione, di cui versati 6 milioni di euro). Tale corrispettivo è stato determinato sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 *restated* (pari a circa 76 milioni di euro) e della posizione finanziaria netta della società in pari data (positiva per circa 16 milioni di euro).

Nel corso del primo semestre 2013, inoltre, Enel Green Power SpA ed Enel Energia SpA hanno raggiunto un accordo per la cessione a quest'ultima dell'intero capitale sociale di Enel.si Srl.

La tabella di seguito riportata evidenzia i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per l'esercizio 2013.

Milioni di euro

	Enel SpA	Enel Servizi Srl	Enel Produzione SpA	Enel Trade SpA	Enel Finance International NV	Enel Lease Eurl	Enel.Factor SpA	GSE SpA	GME SpA
Rapporti patrimoniali									
Crediti commerciali	1	1	85	39	-	-	-	5	-
Altre attività correnti	-	1	-	-	-	-	-	88	-
Attività finanziarie correnti	-	-	-	-	149	-	-	-	-
Debiti commerciali	4	59	30	1	-	-	18	2	-
Altre passività correnti	37	2	-	5	-	-	-	-	-
Passività finanziarie correnti	17	-	-	2	57	-	-	-	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	-	2.453	27	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	278	-	-	-	517	-	-	-	-
Rapporti economici									
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	-	400	-	-	-	53	433
Altri ricavi	-	-	-	1	-	-	-	295	-
Materie prime e materiali di consumo	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Servizi	22	30	9	-	-	-	-	2	21
Altri costi operativi	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Proventi finanziari	1	-	-	-	15	-	-	-	-
Oneri finanziari	31	-	-	-	175	2	-	-	-

La società controllante Enel SpA

I rapporti con la controllante Enel SpA riguardano principalmente i) 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; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla Capogruppo Enel SpA nei confronti di Enel Green Power.

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;

- > Enel Distribuzione SpA: vendita di certificati bianchi da Enel.si a Enel Distribuzione 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 Servizi Srl: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Servizi 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 NV: erogazione di finanziamenti a 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.

Terna SpA	Enel Distribuzione SpA	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Endesa	Enel Energia SpA	Enel Energie Muntenia	Enel Energie SA	Altre minori	Totale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1	-	-	-	4	4	45	185	364	51%
-	-	-	-	-	-	-	7	96	417	23%
-	-	-	-	-	-	-	33	182	224	81%
-	-	14	2	9	-	-	26	165	753	22%
-	-	-	1	5	-	-	1	51	343	15%
-	-	-	-	-	-	-	-	76	93	82%
-	-	-	-	-	-	-	-	2.480	5.277	47%
-	-	-	-	-	-	-	1	796	839	95%
9	-	-	-	-	1	1	38	935	2.263	41%
1	-	-	-	-	-	-	2	299	494	61%
8	1	-	-	5	-	-	43	70	265	26%
-	-	8	2	5	-	-	12	111	444	25%
2	-	-	-	-	-	-	1	4	138	3%
-	-	-	-	-	-	-	21	37	79	47%
-	-	-	1	-	-	-	(1)	208	347	60%

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 di Enel SpA).

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente:

- > Gestore dei Mercati Energetici SpA;
- > Gestore dei Servizi Energetici SpA;
- > Acquirente Unico SpA;
- > Terna SpA.

43. Attività e passività potenziali

Arbitrato LaGeo

Nell'ottobre del 2008 Enel Produzione ha promosso un procedimento arbitrale, secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi, contro Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), interamente controllata da CEL, per far valere il loro inadempimento di talune disposizioni contenute nel patto parasociale stipulato tra Enel Produzione e INE il 4 giugno 2002, avente a oggetto la gestione della società LaGeo.

In particolare, tale patto parasociale stipulato in occasione delle riforme del settore elettrico da parte di El Salvador prevedeva il diritto di Enel Produzione (alla quale Enel Green Power è succeduta per effetto dell'atto di scissione del 2008) di poter finanziare gli investimenti di LaGeo imputando ad aumento di capitale i pagamenti effettuati. Lo stesso patto prevedeva inoltre il dovere di LaGeo di distribuire interamente gli utili della società.

Dopo aver osservato il patto nelle prime fasi di realizzazione delle centrali geotermiche in El Salvador fino a portare la partecipazione di Enel Produzione in LaGeo al 36,20%, LaGeo non ha più permesso a Enel Produzione (e quindi a Enel Green Power) di finanziare gli investimenti deliberati e conseguentemente di sottoscrivere eventuali aumenti di capitale.

Enel Produzione ha dunque chiesto al collegio arbitrale di condannare INE e CEL (i) all'esecuzione in forma specifica degli obblighi previsti dal patto, con la distribuzione degli utili netti come dividendi, permettendo di finanziare gli investimenti in LaGeo e sottoscrivere il corrispondente aumento di capitale nonché al risarcimento di danni per 30 milioni di dollari statunitensi oltre a interessi, tasse e spese legali o, in alternativa, (ii) a risarcire i danni quantificati complessivamente 264,2 milioni di dollari statunitensi oltre a interessi, tasse e spese legali.

Nel corso del giudizio INE si è costituita chiedendo l'estromissione di CEL e un risarcimento danni a carico di Enel Green Power per complessivi 100,3 milioni di dollari statunitensi per gli asseriti danni provocati dalla cattiva esecuzione dei lavori realizzati sino alla data della domanda a fronte degli investimenti finanziati sino a quel momento dal Gruppo Enel.

Con decisione notificata alle parti il 5 luglio 2011, il collegio arbitrale ha sancito il diritto di Enel Green Power a finanziare gli investimenti di LaGeo, capitalizzando i relativi importi. Di conseguenza il collegio arbitrale ha condannato INE a far sì che, entro 30 giorni dalla notifica della decisione, Enel Green Power possa partecipare a un aumento di capitale della società sottoscrivendo circa 9 milioni di azioni per un controvalore di circa 127 milioni di dollari statunitensi. In conseguenza di tale decisione Enel Green Power dovrebbe possedere il 53% del capitale sociale della società.

Il collegio arbitrale ha, inoltre, condannato INE a permettere che LaGeo distribuisca gli utili realizzati nel 2008 e nel 2009 e ha interamente respinto le domande di risarcimento danni presentate contro Enel Green Power.

INE ha impugnato il provvedimento di fronte alla Corte di Appello di Parigi che, con decisione dell'8 gennaio 2013, ha confermato il lodo reso dagli arbitri.

CEL ha presentato ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello di Parigi che, in data 8 gennaio 2013, ha confermato la decisione del collegio arbitrale.

Si è appreso da mezzi stampa che un avvocato salvadoregno (probabilmente collegato al partito del Presidente della Repubblica, Funes) ha presentato alla Sala Amministrativa della Corte Suprema di El Salvador domanda di nullità del patto parasociale. Tale atto non è stato notificato a Enel Green Power ma alla sola CEL. Enel Green Power chiederà di essere ammessa nel giudizio, con riserva di ripetizione dei danni anche sulla base delle garanzie prestate dalla controparte in occasione della stipula del patto parasociale.

Nel mese di luglio 2013 il Parlamento salvadoregno ha approvato una legge che ha stabilito l'uscita dello Stato di El Salvador dalla Convenzione di Washington del 1965 che prevede per gli investitori stranieri la possibilità di agire contro lo Stato davanti all'*International Center for Settlement of Investment Disputes* (ICSID).

Enel Green Power, prima che la predetta legge entrasse in vigore, ha iniziato un giudizio dinanzi la ICSID al fine di tutelare i propri diritti contro le interferenze che il Governo salvadoregno sta ponendo in essere nei rapporti che intercorrono tra Enel Green Power e CEL.

Nel mese di novembre 2013, dopo varie anticipazioni di stampa, il Procuratore della Repubblica di El Salvador ha depositato i risultati di un'inchiesta relativi alle vicende che portarono all'acquisizione di LaGeo da parte del Gruppo Enel nel 2002. Una volta chiusa l'istruttoria la Procura della Repubblica ha notificato una convocazione a un'udienza istruttoria per vari numerosi funzionari pubblici che parteciparono al processo di creazione di LaGeo e di messa in vendita di quote della società.

Tra gli indagati risultano anche due ex dipendenti di Enel Green Power insieme all'avvocato che seguì l'operazione per Enel Green Power.

Il provvedimento di convocazione all'udienza riguarda Enel Green Power El Salvador.

Il giudizio promosso dalla Procura della Repubblica sembra fondato su una fattispecie di peculato nella quale i funzionari pubblici avrebbero commesso alcune violazioni delle leggi di El Salvador di cui Enel Green Power avrebbe beneficiato.

In realtà tutte le circostanze dedotte dalla Procura della Repubblica sono già state valutate nel corso del procedimento arbitrale internazionale condotto secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi; in tale ambito il collegio arbitrale ha riconosciuto l'infondatezza della ricostruzione dei fatti operata da CEL (e oggi ripresa dalla Procura della Repubblica) e le ragioni di Enel Green Power.

Si segnala inoltre che il Procuratore della Repubblica rinviene anche violazioni di legge nel fatto che le concessioni in materia geotermica non siano state affidate per legge ma con atto amministrativo. Al riguardo, però, si deve rilevare che la decisione di permettere l'affidamento di queste concessioni solo con legge si deve a una sentenza della Corte Costituzionale intervenuta solo quest'anno. A ogni modo le concessioni "operative" di LaGeo vennero affidate con legge.

Il giudice istruttore a chiusura della prima fase non ha ritenuto i fatti dedotti certi o gravi e, pertanto, ha rigettato la richiesta di misure cautelari del Procuratore della Repubblica.

Contenzioso Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada contro Enel Green Power España

Nel 1999 Energia XXI ha instaurato un procedimento arbitrale contro MADE (oggi Enel Green Power España, "EGPE") per asseriti danni subiti a seguito della risoluzione anticipata di un contratto di agenzia per la vendita di aerogeneratori e impianti eolici in Portogallo e Brasile. Il 21 novembre 2000 il collegio arbitrale ha stabilito che la risoluzione anticipata da parte di MADE è illegittima e pertanto ha ordinato a quest'ultima di pagare i seguenti importi: (i) spese legali, (ii) la parte fissa del corrispettivo mensile per il periodo ricompreso tra la data del 21 luglio 1999 (data di risoluzione del contratto) e il 9 ottobre 2000 (data di scadenza del contratto), pari a circa 50.000 euro, (iii) il lucro cessante da determinarsi con riferimento alla mancata conclusione di contratti per almeno 15 MW di capacità.

A seguito del lodo arbitrale sono iniziati due diversi giudizi civili:

- > il primo ricorso è stato presentato presso il Tribunal Judicial de Primera Instancia da MADE e vi si chiede l'annullamento del lodo. Attualmente è pendente il primo grado di giudizio a seguito del rinvio della Corte di Appello (successivamente confermato dalla Corte di Cassazione in data 26 settembre 2013) che ha accolto il ricorso di EGPE sull'ammissione delle istanze istruttorie;
- > il secondo ricorso è stato presentato il 9 maggio 2006 dinanzi al Tribunale Civile di Lisbona da Energia XXI e vi si chiede la condanna di EGPE al pagamento di quanto disposto dal lodo arbitrale (l'attuale valutazione dei danni stabiliti dal lodo del 2000 è quantificata da Energia XXI in 546 milioni di euro). EGPE considera la causa infondata. Su istanza di EGPE il giudice ha sinora sospeso il presente giudizio in attesa di definizione del primo giudizio.

Contenzioso relativo a parchi eolici di Enel Green Power España in Spagna

Le autorizzazioni relative ai parchi eolici di Valdesamario, Peña del Gato ed Espina, così come quelle relative alle linee elet-

triche di alta tensione di Villameca e le sottostazioni (SET) di Ponjos a Villameca sono state impugnate dalla organizzazione ambientalista SEO.

Il 25 ottobre 2012 il giudice di primo grado ha accolto il ricorso presentato da SEO e relativo al SET di Villameca. Enel Green Power España (EGPE) ha appellato tale sentenza e il giudizio è ora pendente in appello.

In data 9 aprile 2013 il giudice di primo grado ha accolto il ricorso di controparte annullando l'autorizzazione del parco eolico di Valdesamario.

Il provvedimento autorizzativo non è stato sospeso, in quanto EGPE ha proposto appello a tale sentenza. Il giudizio di appello è tuttora in corso.

In data 30 settembre 2013 il Tribunale di primo grado ha accolto la richiesta di SEO di annullamento dell'autorizzazione relativa all'impianto eolico di Peña del Gato. EGPE ha pertanto promosso appello avverso la decisione del Tribunale di primo grado dinanzi la Corte Suprema. La sentenza del Tribunale di primo grado, nelle more della definizione del giudizio di appello, non è esecutiva.

Enelpower do Brasil

Enelpower do Brasil è parte in un giudizio amministrativo avente a oggetto i contributi PIS/COFINS per un valore della causa pari a circa 54 milioni di real brasiliani (circa 16,2 milioni di euro), il cui valore attualizzato compresi interessi e sanzioni è pari a circa 71,3 milioni di real brasiliani (circa 21,4 milioni di euro).

Enelpower do Brasil ha impugnato l'atto di accertamento (*tax assessment*) ottenendo una riduzione provvisoria dei contributi PIS/COFINS. L'Autorità Amministrativa di secondo grado con sentenza del giugno 2013, pubblicata il 1° ottobre 2013, ha confermato la riduzione dei contributi a 23 milioni di real brasiliani (circa 6,9 milioni di euro) – valore attualizzato pari a circa 32,6 milioni di real brasiliani – (9,8 milioni di euro).

In sintesi la sentenza prevede:

1. per quanto concerne il PIS: definitiva cancellazione dell'ammontare dovuto pari a circa 12,7 milioni di real brasiliani attualizzati (circa 3,8 milioni di euro);
2. per quanto concerne il COFINS:
 - a) la non esigibilità, per decorrenza del termine di prescrizione, dell'importo pari a circa 26 milioni di real brasiliani attualizzati (circa 7,8 milioni di euro), importo relativo ai mesi febbraio-aprile, giugno e agosto 2003;
 - b) la debenza/esigibilità dell'importo di circa 32,6 milioni di real brasiliani attualizzati (circa 9,8 milioni di euro), di cui

circa 9,8 milioni di real brasiliani (2,9 milioni di euro) a titolo di sorte capitale e circa 22,8 milioni di real brasiliani (circa 6,8 milioni di euro) per interessi e sanzioni, importo relativo ai mesi gennaio, maggio, luglio e settembre-dicembre 2003.

Alla fine del 2013 il Governo Federale brasiliano, con la legge n. 12865/2013, ha riaperto i termini del condono fiscale previsto dalla legge n. 1194/2009 (REFIS IV) per debiti tributari federali maturati prima del novembre 2008. Nell'ambito dei debiti tributari federali rientrano anche la PIS e la COFINS.

Tale condono consente: (i) la riduzione degli interessi e delle sanzioni; (ii) la compensazione degli interessi e delle sanzioni di cui al precedente punto con le perdite fiscali pregresse; e (iii) il pagamento della sorte capitale in 180 mensilità senza applicazione di ulteriori interessi.

Enelpower do Brasil in un'ottica prospettica impostata a mera prudenza e cautela ha usufruito della riapertura dei termini del condono fiscale di cui alla citata legge n. 1194/2009 con riferimento alle somme indicate nel precedente punto 2, b) ottenendo la riduzione degli interessi e delle sanzioni da circa 22,8 milioni di real brasiliani (circa 6,8 milioni di euro) a circa 14,7 milioni di real brasiliani (circa 4,4 milioni di euro), importo oggetto di compensazione con le perdite fiscali pregresse della società, e procedendo al versamento della prima rata pari a circa 54.400 real brasiliani (circa 16.300 euro) calcolata sulla sola sorte capitale pari a circa 9,8 milioni di real brasiliani (circa 2,9 milioni di euro). L'onere complessivo allo stato è quindi pari a 2,9 milioni di euro, rilevati integralmente nel 2013.

Per quanto riguarda le somme di cui al punto 2, a) che costituiscono il valore del contenzioso in essere attualizzato, pari a circa 26 milioni di real brasiliani (circa 7,8 milioni di euro), Enelpower do Brasil non ha aderito al condono in quanto il rischio di soccombenza è da considerarsi remoto.

Mat B Eole contro Enel Green Power France

Mat B Eole (in precedenza partner di Enel Green Power France - EGPF) ha citato EGPF innanzi alla Commercial Court di Lione lamentando l'illegittima risoluzione di un accordo di cooperazione relativo alla Haut de Conges Wind Farm (28 MW) e chiedendo un risarcimento danni di circa 2,5 milioni di euro. Con sentenza resa nello scorso mese di maggio 2012, l'adita Commercial Court ha rigettato la domanda attorea, ordinando a Mat B Eole di trasferire a EGPF l'autorizzazione (*power*

purchase certificate) illecitamente trattenuta, nonché di pagare a EGPF l'importo di 435.000 euro a titolo risarcitorio. Nel mese di settembre 2012 Mat B Eole ha impugnato la suddetta decisione di primo grado innanzi alla competente Commercial Court of Appeal.

La Commercial Court of Appeal, con sentenza del 20 febbraio 2014, ha rigettato l'appello proposto da Mat B Eole, confermando quindi la sentenza di primo grado, e condannato la controparte alle spese di lite. Pende termine per il ricorso in Cassazione (due mesi dalla notifica della sentenza).

Ministério Público do Estado de Mato Grosso contro Primavera Energia SA

Il 18 gennaio 2011 il Ministério Público de Estado de Mato Grosso (MP) ha iniziato un'azione civile pubblica contro Primavera Energia SA lamentando danni all'ambiente derivanti dalla carenza della predisposizione di strutture idonee (*fish ladder*) alla salvaguardia della fauna presente nel fiume dal quale l'impianto idroelettrico di Primavera Energia deriva acqua.

MP ha chiesto un ordine *inaudita altera parte* ("tutela anticipada") per l'immediata costruzione di una scala per i pesci o di altro simile strumento atto a tutelarne la sopravvivenza.

Il 1° febbraio 2011, l'adita Corte ha disposto che nessuna tutela anticipatoria potesse essere resa prima dell'instaurazione di un necessario contraddittorio tra le parti.

Instauratosi il contraddittorio, in accoglimento delle eccezioni formulate da Primavera Energia, il giudizio è stato rimesso alla giurisdizione della Corte Federale che, con decisione del 16 gennaio 2013, ha rigettato la richiesta di emissione dell'ordine di costruzione della scala per i pesci.

A seguito di una richiesta di MP, la Corte Federale ha chiamato in causa anche il Governo Federale del Brasile.

Arbitrato CIS contro Enel Green Power

In data 4 agosto 2010 Enel Green Power SpA ha stipulato un contratto di superficie avente a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel Centro Ingresso Sviluppo Campano Gianni Nappi SpA (CIS) 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 dove la ditta appaltatrice di Enel Green Power, la General Membrane SpA, stava realizzando l'impianto.

Il CIS, per accertare le cause dell'incendio e per la valutazione dei danni, ha promosso un accertamento tecnico preventivo dinanzi al Tribunale di Nola.

Il consulente tecnico nominato dal Tribunale ha depositato la perizia finale nella quale ha indicato che le cause dell'incendio sono da attribuire probabilmente a fatto accidentale provocato dagli operai che stavano lavorando sul capannone interessato dall'incendio. La perizia inoltre quantifica i danni diretti subiti dal CIS in complessivi 3 milioni di euro.

In data 26 marzo 2012 si è sviluppato un secondo incendio su un altro dei capannoni di proprietà del CIS.

In data 3 novembre 2012 il CIS ha avviato il procedimento arbitrale previsto dall'art. 21 del contratto di superficie stipulato con Enel Green Power. Con l'atto di accesso all'arbitrato, il CIS ha chiesto la condanna di Enel Green Power SpA al pagamento della somma di 5,2 milioni di euro in relazione al primo incendio.

Il 5 aprile 2013 Enel Green Power si è costituita nel procedimento arbitrale proponendo una domanda riconvenzionale di circa 44 milioni di euro per danni subiti sia dall'incendio del 22 aprile 2011 sia da quello del 26 marzo 2012, nonché dall'illegittimo comportamento del CIS che, ritardando i lavori di costruzione dell'impianto, ha impedito a Enel Green Power di aggiudicarsi le tariffe incentivanti di maggior favore. Nell'ambito di detto procedimento Enel Green Power ha chiesto al Collegio Arbitrale di nominare un consulente tecnico di ufficio (CTU) per accertare le responsabilità dell'incendio del 22 aprile 2011, attribuite a Enel Green Power senza alcun rationale scientifico dal precedente CTU nominato su istanza del CIS dal Tribunale di Nola. All'udienza del 4 novembre 2013 è stata accettata la nomina da parte del nuovo CTU. Il termine per il deposito della perizia del CTU è fissato al 7 marzo 2014.

Nelle more della procedura arbitrale, CIS e Interporto Campano (con cui Enel Green Power ha sottoscritto un contratto di locazione ultraventennale avente a oggetto lastrici solari di altri capannoni siti nella medesima zona) hanno iniziato contro Enel Green Power un procedimento cautelare ritenendo che l'installazione dell'impianto fotovoltaico sui lastrici solari degli immobili di loro proprietà impedisca il rilascio dei certificati di prevenzione incendi ai titolari delle attività che operano nei locali sottostanti all'impianto. Il Tribunale ha disposto la nomina di un consulente tecnico. Nel mese di dicembre 2013 il Tribunale ha emesso un'ordinanza con cui ha ordinato a Enel Green Power di porre in essere tutti i rimedi necessari per miti-

gare il rischio incendi. Enel Green Power ha promosso reclamo avverso la predetta ordinanza in data 27 dicembre 2013. In data 11 febbraio 2014 il Tribunale di Nola ha rigettato il reclamo promosso da Enel Green Power confermando la decisione di primo grado.

Enel Green Power SpA contro General Membrane (giudizio sucedaneo all'arbitrato di cui al punto precedente)

Enel Green Power in data 1° marzo 2013 ha iniziato dinanzi al Tribunale Civile di Roma un giudizio contro General Membrane, quale 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 Enel Green Power nell'ambito di detto procedimento è di circa 16 milioni di euro.

Le imprese appaltatrici, costituite in giudizio, hanno sostenuto di non avere responsabilità nell'evento dannoso e hanno chiesto a Enel Green Power il pagamento di circa 9 milioni di euro a titolo di risarcimento danni.

Il giudizio attualmente è nella fase istruttoria.

Resit Srl

La società Resit nel 2010 ha ceduto alla società Enel Green Power il 100% delle quote della società Altomonte FV Srl, titolare di un progetto fotovoltaico nel comune di Altomonte di potenza di 20 MW.

Il prezzo concordato tra le parti è stato stabilito tenendo in considerazione come base variabile la diversa capacità per la quale l'impianto avrebbe potuto ottenere autorizzazione.

Poiché il progetto venne autorizzato per una capacità inferiore a quella complessivamente attesa, Enel Green Power ha provveduto al pagamento dell'importo connesso alla capacità effettiva dell'impianto.

Avendo la società Resit provveduto a impugnare il diniego di autorizzazione e contemporaneamente a richiedere nuova

autorizzazione, la parte restante dell'impianto è stata successivamente autorizzata. Per tale ragione Resit ha chiesto a Enel Green Power il pagamento di quanto originariamente pattuito per il caso in cui l'intero impianto fosse stato interamente realizzato. Enel Green Power, pur manifestando la propria disponibilità a corrispondere parte di tale importo, ha rilevato come nelle more dell'ottenimento dell'autorizzazione fosse mutato il regime tariffario e che l'impianto realizzato a seguito della nuova autorizzazione fosse più piccolo di quello originariamente progettato.

Resit, contestando le argomentazioni di Enel Green Power, ha ottenuto dal Tribunale di Roma un Decreto Ingiuntivo per il pagamento di circa 1,6 milioni di euro per l'acquisto della società Altomonte. Enel Green Power ha proposto opposizione e ha consegnato alla controparte – nell'udienza di trattazione della causa – l'importo di 0,5 milioni di euro. Nelle more del procedimento giudiziario, le parti hanno sottoscritto in data 29 luglio 2013 un accordo transattivo, in base al quale Enel Green Power ha corrisposto ulteriori 2,2 milioni di euro a titolo di *development fee*. In occasione della stipula della transazione si è altresì convenuto per l'affidamento a Resit delle attività di O&M per tre anni per gli impianti di Altomonte 1, Altomonte 2, Istia, SEV e Paglialonga (prezzo inferiore del 10% rispetto ai valori di mercato e complessivamente pari a 0,7 milioni di euro).

Ex soci di Prius Enerolica contro Enel Green Power España

In data 25 agosto 2006 i soci di Prius Enerolica ed EUFER (oggi Enel Green Power España - EGPE) hanno sottoscritto un contratto di compravendita con il quale gli stessi hanno ceduto il 100% del capitale sociale di Prius Enerolica. Successivamente, in data 14 novembre 2011 i venditori hanno promosso un giudizio arbitrale per il risarcimento degli asseriti danni che avrebbero subito in relazione al ritardato pagamento di parte del prezzo della compravendita. Il contratto di compravendita prevedeva che il saldo del prezzo fosse determinato a seguito della ricezione della documentazione ivi prevista. Il contratto prevedeva inoltre il pagamento di una penale pari a 300.000 euro/mese per il ritardo nella consegna di tale documentazione (necessaria per il calcolo del prezzo del contratto).

Il 15 marzo 2013 il procedimento arbitrale si è concluso con la condanna di EGPE al pagamento di un importo pari a circa 0,3 milioni di euro a fronte di una richiesta della controparte di oltre 17,5 milioni di euro.

Contenziosi Enel.si

In base all'accordo di cessione di Enel.si, Enel Green Power si è impegnata a mallevare Enel.si per eventuali risarcimenti danni relativi alle attività pregresse e continuerà a essere beneficiaria di eventuali sopravvenienze relative a giudizi pendenti alla data del 1° luglio 2013. Vengono qui di seguito elencati i giudizi passivi di Enel. si di pertinenza di Enel Green Power.

LDK Solar

Nel settembre 2011 Enel.si ha convenuto in giudizio la società LDK Solar (LDK), fornitrice di pannelli fotovoltaici, per recuperare l'importo di 7,2 milioni di dollari a titolo di penali contrattuali dovute per il mancato rispetto delle consegne.

LDK nel corso del giudizio ha chiesto a sua volta un risarcimento di 35 milioni di dollari a Enel.si, asserendo che la stessa avrebbe risolto illegittimamente il contratto di fornitura.

Durante il giudizio tale domanda riconvenzionale è stata poi ridotta dalla stessa LDK a 11,2 milioni di dollari.

Enel.si confida che la domanda riconvenzionale di controparte venga rigettata ritenendo che la risoluzione sia avvenuta in modo legittimo nonché per l'assenza dei danni asseritamente subiti da controparte.

Il Giudice, all'udienza del 19 novembre 2013, ha trattenuto la causa in decisione.

Accertamento suppletivo sull'IVA nei confronti di 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 decreto del Presidente della Repubblica 633/1972.

La Dogana 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 Regolamento CEE n. 2973/1992 e 11 del decreto legislativo 374/1990, ha notificato a Enel.si n. 4 atti di irrogazioni sanzioni IVA nei confronti dello spedizioniere Bertola, ma contrattualmente posti a carico di Enel.si per circa 8,7 milioni di euro. Con gli avvisi è stata contestata l'applicazione dell'aliquota IVA agevolata del 10% sul 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 sono stati tutti impugnati e, mentre per l'ultimo atto siamo ancora in attesa della sentenza, per i primi tre la Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza ha emesso sentenza favorevole alla società. L'Agenzia delle Dogane di Piacenza ha promosso appello dinanzi alla Commissione Tributaria Regionale di Bologna avverso le sentenze ed Enel.si si è 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 a oggetto il rispetto della normativa in materia doganale con riferimento agli acquisti, alle cessioni, alle importazioni e alle esportazioni in ambito nazionale, UE ed extra UE per gli esercizi 2007-2012 (fino al mese di aprile).

A fronte del verbale emesso dalla Guardia di Finanza, l'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale del Lazio - ha notificato a Enel.si tre atti di contestazione di sanzioni riferiti alle annualità oggetto di verifica (2007-2012, fino al 2 aprile) per 16,5 milioni di euro. La società ha presentato ricorso per il primo atto nel mese di gennaio 2013, tutt'ora pendente dinanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma, mentre presenterà entro i termini di legge i ricorsi per gli altri due atti notificati il 17 dicembre u.s.

A seguito sempre del citato verbale la Dogana di Roma ha notificato a Enel.si un atto di irrogazione delle sanzioni per 1,2 milioni di euro, impugnato presso la Commissione Provinciale di Roma e per il quale si è in attesa di giudizio.

Enel.si ritiene che l'applicazione dell'aliquota IVA al 10% sia pienamente legittimata dalla risposta favorevole resa alla società nel corso del 2008 dall'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale del Lazio - all'istanza di interpello presentata dalla società. 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 a 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 da alcune sentenze della Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza.

Ciò considerato, alla luce dell'interpello e delle prime pronunce favorevoli della Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza, il rischio di soccombenza della società allo stato deve considerarsi remoto.

44. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ⁽⁸⁾

Enel Green Power si aggiudica contratti pluriennali di fornitura di energia in Brasile

2 gennaio 2014 - Enel Green Power si è aggiudicata dei contratti pluriennali di fornitura di energia in Brasile nell'ambito della gara pubblica "Pernambuco's Solar Tender" con due progetti fotovoltaici che avranno una capacità totale di 11 MW. I due impianti saranno contigui e localizzati nello Stato di Pernambuco, nel nord-est del Brasile. A regime, i due impianti potranno generare fino a oltre 17 GWh all'anno.

Enel Green Power firma con BBVA un accordo di finanziamento in Cile

7 gennaio 2014 - Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power Chile Ltda, ha finalizzato con il Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Chile un contratto di finanziamento per 150 milioni di dollari statunitensi destinato a parziale copertura del piano degli investimenti previsto per i prossimi anni nel Paese. Il contratto di finanziamento, che avrà una durata di cinque anni, è stato erogato per 100 milioni di dollari statunitensi nel mese di dicembre 2013 e, per la restante parte, verrà erogato nel corso dei prossimi mesi, ed è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato e sarà assistito da una *parent company guarantee* rilasciata dalla controllante Enel Green Power.

Enel Green Power firma con BBVA un accordo di finanziamento in Messico

7 gennaio 2014 - Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power México Srl de Cv, ha finalizzato con il Banco

Bilbao Vizcaya Argentaria Bancomer un contratto di finanziamento per 150 milioni di dollari statunitensi destinato alla copertura parziale degli investimenti del Paese. Il contratto di finanziamento, erogato nel 2013 e che avrà una durata di cinque anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato e sarà assistito da una *parent company guarantee* rilasciata dalla controllante Enel Green Power.

Completato il primo parco eolico in Brasile

17 febbraio 2014 - Enel Green Power ha terminato la costruzione del suo primo impianto eolico in Brasile, a Bahia, nella località di Morro de Chapéu. "Primavera", questo il nome del nuovo impianto, è composto da 13 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 30 MW, in grado di generare oltre 145 milioni di kWh all'anno.

Richiesta di risarcimento da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

In data 18 febbraio 2014 è stato notificato alla società Enel Green Power SpA un atto di citazione innanzi al Tribunale Civile di Venezia (udienza 4 luglio 2014) promosso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare avente a oggetto la richiesta di risarcimento di un danno ambientale verificatosi nel periodo 2002-2004 relativo al mancato rilascio del Deflusso Minimo Vitale del fiume Piave e la conseguente morte dei pesci e microrganismi presenti nel bacino del fiume Piave, ove sono presenti vari impianti di produzione idroelettrica della società convenuta.

La domanda di risarcimento ammonta a circa 13 milioni di euro.

(8) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

La causa è stata avviata anche contro la società Enel Produzione SpA, proprietaria di alcuni asset idroelettrici che attingono acqua dal medesimo fiume Piave, nonché nei confronti di alcuni dipendenti (Angelo Nasso, Sergio Adami e Paolo Tartaglia) delle società Enel Green Power ed Enel Produzione che all'epoca dei fatti si erano succeduti nella qualità di Responsabili dell'esercizio e manutenzione delle succitate centrali idroelettriche.

Nei confronti dei succitati dipendenti il giudizio penale si è concluso nel maggio del 2013 con l'assoluzione di tutti gli imputati da parte della Corte di Appello di Venezia.

Attualmente è in corso l'istruttoria sulla vicenda e allo stato non emergono elementi tali che facciano ritenere una responsabilità della società Enel Green Power SpA.

Modifica alla struttura organizzativa di Enel Green Power

25 febbraio 2014 - Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha approvato una rivisitazione della struttura organizzativa del Gruppo al fine di rispecchiare le effettive scelte strategiche di Enel Green Power in un'ottica di maggiore efficienza.

In particolare, sono stati ridefiniti i perimetri dell'area Italia ed Europa e dell'area Iberia e America Latina, in quanto non più in linea con lo sviluppo corrente del Gruppo Enel Green Power. Più specificamente:

- > la sub-area Iberia è stata assorbita nel naturale alveo dell'area Italia ed Europa al fine di garantire una omogeneità geografica e di obiettivi di business;
- > l'area Iberia e America Latina è stata ridenominata area America Latina, area che mantiene i Paesi del Centro e Sud America oggetto di una forte crescita negli ultimi anni (Brasile, Cile e Paesi andini e Messico e Centro America).

Completato il secondo parco eolico in Brasile

5 marzo 2014 - Enel Green Power ha terminato la costruzione del secondo impianto eolico del complesso eolico Cristal, in Brasile, a Bahia, nella località di Morro do Chapéu. São Judas, questo il nome del nuovo impianto, è composto da 13 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 30 MW, in grado di generare oltre 145 milioni di kWh all'anno.

Modifiche regolatorie intervenute in Grecia con la Legge n. 4254/2014

In data 7 aprile 2014 è stata pubblicata in Grecia la Legge n. 4254/2014, che modifica la regolazione della remunerazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Sulla base di valutazioni preliminari, la normativa sembra presentare profili critici di compatibilità con il diritto comunitario e, comunque, la variazione dei livelli di remunerazione indicati non sembra avere impatti significativi sulle valutazioni e stime effettuate e, conseguentemente, sui risultati dell'esercizio del Gruppo.



Corporate governance

Il sistema di corporate governance di Enel Green Power SpA e del Gruppo societario che a essa fa capo è conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate ⁽⁹⁾, cui la Società aderisce. L'indicato sistema di corporate governance è inoltre ispirato alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, alle best practice internazionali.

Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel Green Power e del Gruppo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

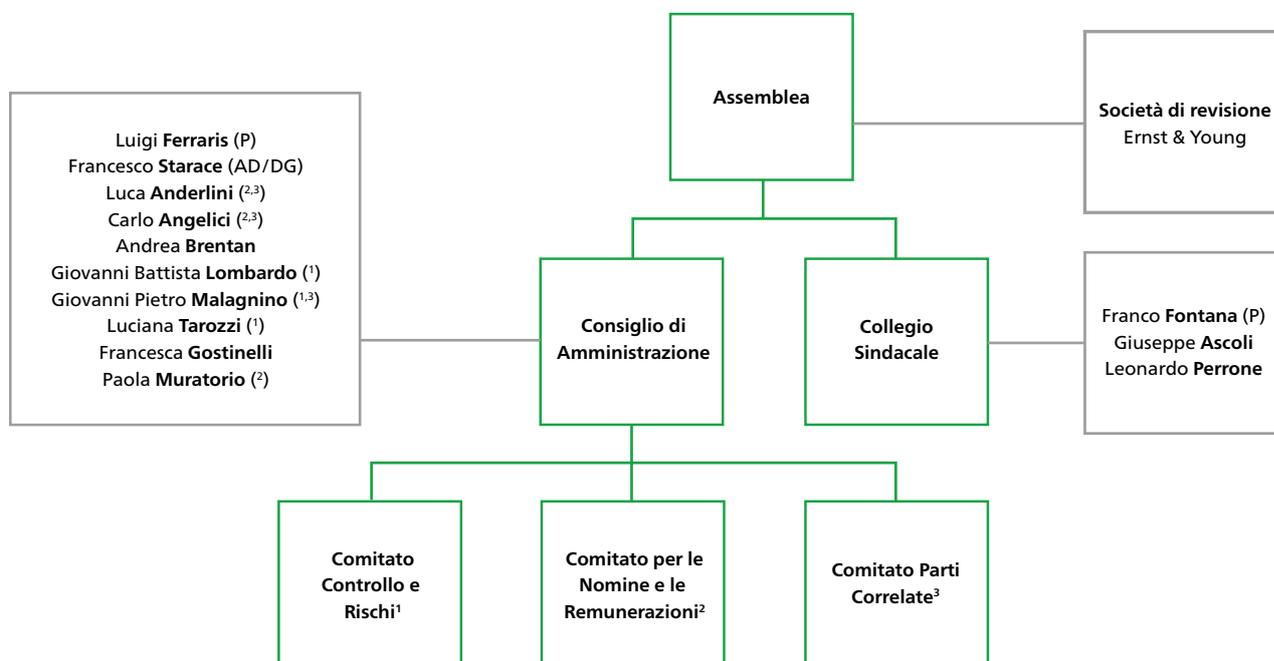
In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

- > di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione aziendale;
- > di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento del-

le attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società; (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della società di revisione legale dei conti; e, infine, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;

- > dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito: (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità; (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili; (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie; (iv) ai piani di azionariato; (v) alle modificazioni dello statuto sociale; (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'attività di revisione legale dei conti risulta affidata a una società specializzata iscritta nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.



Per informazioni dettagliate sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel Green Power, pubblicata sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com, sezione "Governance").

(9) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo <http://www.borsaitaliana.it>).

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Giulio Antonio Carone, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel Green Power e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2013.

2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che corredata il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 7 marzo 2014

Francesco Starace
Amministratore Delegato
di Enel Green Power SpA

Giulio Antonio Carone
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA





Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dell'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel Green Power SpA e a esse collegate al 31 dicembre 2013, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso, la percentuale di possesso del Gruppo, nonché il metodo di consolidamento.

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Controllante								
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000	EUR	Enel SpA	100,00%	68,29%	Holding
Controllate								
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York	USA	-	USD	Chi Black River Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
3SUN Srl	Catania	Italia	180.030.000	EUR	Enel Green Power SpA	33,33%	33,33%	Proporzionale
Adams Solar PV Project Two (Pty) Ltd	Città del Capo	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	200.000	SVC	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía S En C de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	200.000	SVC	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	40,00%	80,00%	Proporzionale
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000	EUR	Enel Green Power España SL	31,00%	51,00%	Integrale
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.416	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Aquenergy Systems Inc.	Greenville	USA	10.500	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	31,00%	51,00%	Integrale
Autumn Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Barnet Hydro Company	Burlington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	10,00% 90,00%	Integrale
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia	USA	-	USD	Beaver Valley Holdings Ltd	68,00%	67,50%	Integrale
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia	USA	2	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Beaver Valley Power Company	Philadelphia	USA	30	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	31,00%	51,00%	Integrale
Black River Hydro Assoc	New York	USA	-	USD	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%	Integrale
Blue Line Valea Nucarilor Srl	Bucarest	Romania	400.000.600	RON	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Boott Hydropower Inc.	Boston	USA	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Bosmat SA	Montevideo	Uruguay	400.000	UYU	Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Bp Hydro Associates	Boise	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Chi Idaho Inc.	100,00%	32,00% 68,00%	Integrale
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	USA	-	USD	Bp Hydro Associates Fulcrum Inc.	100,00%	75,92% 24,08%	Integrale
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	EGPNA Development Holdings LLC	49,00%	49,00%	Patrimonio netto
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Bypass Limited	Boise	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. El Dorado Hydro Chi West Inc.	100,00%	69,35% 1,00% 29,65%	Integrale
Bypass Power Company	Los Angeles	USA	1	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Camposgen - Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	20,00% 80,00%	Integrale
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Caney River Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	84.700	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	39,00%	65,00%	Integrale
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	CAD	Enel Alberta Wind Inc. Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Central Hidráulica Gúejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210	EUR	Enel Green Power España SL	19,98%	33,30%	Patrimonio netto
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	223.727.429	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,00%	75,00%	Integrale
Cogeneración El Salto SL - in liquidazione	Saragozza	Spagna	36.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,00%	20,00%	-
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,00%	20,00%	Patrimonio netto
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	36,00%	60,00%	Integrale
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	Integrale
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE - in liquidazione	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	-
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	49,00% 51,00%	Integrale
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	Integrale
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,38%	35,63%	Patrimonio netto
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville	USA	110.000	USD	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc. Gauley River Power Partners LP	100,00%	95,00% 5,00%	Integrale
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	81,82%	Integrale
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Copenhagen Associates	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Courtenay Wind Farm LLC	Bismarck (North Dakota)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Cte - Central Térmica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
De Rock'1 Srl	Bucarest	Romania	5.629.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,25% 99,75%	Integrale
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Desarrollo de Fuerzas Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Dioflash (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Dominica Energía Limpia Srl de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	13.252.205	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Evm - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000	EUR	Eol Verde Energia Eólica SA	22,50%	50,00%	Patrimonio netto
Enel Green Power Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%	Integrale
El Dorado Hydro	Los Angeles	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	100,00%	17,50% 82,50%	Integrale
Elcomex Eol Srl	Cernavoda	Romania	1.000.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	90.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Electra Capital (Pty) Ltd	Città del Capo	Repubblica del Sudafrica	755.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	31,43%	52,38%	Integrale
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	48,00%	80,00%	Integrale
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	21.919.629.030	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	100,00% 0,01%	Integrale
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	14.395.879.488	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,82%	99,90% 0,01%	Integrale
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	50,95%	51,00%	Integrale
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Newind Group Inc.	100,00%	0,10%	Integrale
					Chi Hydroelectric Company Inc.		82,05%	
					Enel Green Power Canada Inc.		17,85%	
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.008.224.173	BRL	Enel Green Power International BV	100,00%	99,99%	Integrale
					Enel Green Power Latin America Ltda		0,01%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	EGPNA Development Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000	USD	Enel Green Power Panama SA	50,06%	50,06%	Integrale
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%	Proporzionale
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000	BGN	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.017.956	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857	CAD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Canaro Srl	Roma	Italia	10.400	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000	CLP	Hydromac Energy BV	99,91%	0,01%	Integrale
					Enel Green Power Latin America Ltda		99,99%	
Enel Green Power Colombia	Bogotá	Colombia	10.000	COP	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Costa Rica	San José	Costa Rica	27.500.000	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	1,00%	Integrale
					Enel Brasil Participações Ltda		99,00%	
Enel Green Power Cutro Srl	Cutro	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Parque Eólico Serra Azul Ltda	100,00%	1,00%	Integrale
					Enel Brasil Participações Ltda		99,00%	
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	99,99%	Integrale
					Enel Green Power Latin America Ltda		0,01%	
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000	BRL	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800	SVC	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.509.360	BRL	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	100,00%	1,00%	Integrale
					Enel Brasil Participações Ltda		99,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.153	EUR	Enel Green Power International BV	60,00%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	1,00%	Integrale
					Enel Brasil Participações Ltda		99,00%	
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.834.623	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	70,00%	70,00%	Integrale
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	98.200.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012	EUR	Enel Green Power España SL	39,00%	65,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	98,00% 2,00%	Integrale
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.687.850	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari AŞ	Istanbul	Turchia	50.000	TRY	Enel Green Power International BV	98,99%	98,99%	Integrale
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280	BRL	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Enel Green Power International BV Hydromac Energy BV	99,91%	0,01% 99,90%	Integrale
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665	MXN	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	5.125.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	5.125.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	14.520.000	BRL	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.998.000	BRL	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000	PEN	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	99,90% 0,01%	Integrale
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuşeni	Romania	890.000.500	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Salto Apiaçãs SA	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	14.412.120	BRL	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	80,00%	80,00%	Integrale
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.972.400	BRL	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	1,00% 99,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enel Green Power TSS Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	200.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Proporzionale
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Soluções Energéticas Ltda	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos, Oeiras	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	21,58%	17,98% 17,98%	Patrimonio netto
Enercampo - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	30,00% 70,00%	Integrale
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000	MXN	Enel Green Power International BV	99,00%	99,00%	Integrale
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	100,00%	Integrale
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	10.003.000	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	99,91%	99,90% 0,01%	Integrale
Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650	MXN	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,96% 0,04%	Integrale
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160	EUR	Enel Green Power España SL	40,00%	66,67%	Integrale
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500	EUR	Enel Green Power España SL	41,05%	68,42%	Integrale
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450	EUR	Enel Green Power España SL	46,20%	77,00%	Integrale
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	Spagna	963.300	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Energías Renovables La Mata SAPI de CV	Città del Messico	Messico	656.615.400	MXN	Energía Nueva de Iggu Srl de Cv Enel Green Power México Srl de Cv	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Enerlasa SA - in liquidazione	Madrid	Spagna	1.021.701	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000	EUR	Maicor Wind Srl	60,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enelousado Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Enxon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	88,80%	88,80%	Integrale
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	45,00%	75,00%	Integrale
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Eolflo - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340	EUR	Enel Green Power España SL	30,30%	50,50%	Integrale
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Messico D.F.	Messico	1.877.201.538	MXN	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México Srl de Cv	96,48%	39,50% 56,98%	Integrale
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360	EUR	Enel Green Power España SL	33,00%	55,00%	Integrale
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930	ARS	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Erecosalz SL - in liquidazione	Saragozza	Spagna	18.000	EUR	Enel Green Power España SL	19,80%	33,00%	-
Erfei AIE - in liquidazione	Tarragona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	25,20%	42,00%	-
Essex Company	Boston	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000	EUR	Enel Green Power España SL	42,00%	70,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000	EUR	Enel Green Power España SL	44,16%	73,60%	Integrale
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,00%	65,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	500.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,00%	50,00%	Proporzionale
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Florence Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Fulcrum Inc.	Boise	USA	1.003	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Futuresolar Srl	Bucarest	Romania	30.100.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Management Corporation	Willison	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Power Partners LP	Willison	USA	-	USD	Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%	Integrale
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	Guatemala	16.261.697	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	Guatemala	3.820.000	GTQ	Enel Green Power International BV	100,00%	99,99%	Integrale
					Enel Green Power Guatemala SA		0,01%	
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	64.779.811.451	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	50,95%	51,00%	Integrale
Geotérmica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	63.161.750	NIO	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale
Geronimo Huron Wind Farm LLC	Andover	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis	USA	-	USD	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	49,20%	Patrimonio netto
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Green Fuel Corporación SA - in liquidazione	Madrid	Spagna	1.717.050	EUR	Enel Green Power España SL	14,54%	24,24%	-
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	0,01%	Integrale
					Enel Green Power Romania Srl		99,99%	
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	404.930	SVC	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
Hope Creek LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hydro Development Group Inc.	Albany	USA	12	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydro Energies Corporation	Willison	USA	5.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
IMA Engineering Solutions Srl	Prahova	Romania	90.000	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	1,10%	Integrale
					Enel Green Power Romania Srl		98,90%	
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	10.346.310	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.476	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Italgest Energy (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Jack River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Jessica Mills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Julia Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Kalenta Ltd	Maroussi	Grecia	2.367.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700	SVC	Enel Green Power SpA	36,20%	36,20%	Patrimonio netto
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Essex Company	100,00%	7,50% 92,50%	Integrale
Littleville Power Company Inc.	Boston	USA	1	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Lower Saranac Corporation	New York	USA	1	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale
Management Buildings Company Srl	Comuna Podari	Romania	14.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,71% 99,29%	Integrale
Marko PV Energy SA	Maroussi	Grecia	420.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Mascoma Hydro Corporation	Concord	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Matrigenix (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Metro Wind LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.601	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	USD	Trade Wind Energy LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,90%	36,50%	Patrimonio netto
Missisquoi Associates GP	Los Angeles	USA	-	USD	Sheldon Springs Hydro Associates LP Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200	USD	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	49,00%	Integrale
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Myrini Energiaki SA	Maroussi	Grecia	420.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Newbury Hydro Company	Burlington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Odell Wind Farm LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	85,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Patrimonio netto
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Papeleira Portuguesa SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	916.229	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	1,57%	2,62%	Patrimonio netto
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	1.313.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	1.183.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	88.800	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien de Couleurs SARL	Lione	Francia	1.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien Des Ramiers Sasu	Lione	Francia	88.800	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,00%	75,00%	Integrale
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400	EUR	Enel Green Power España SL	30,10%	50,16%	Integrale
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920	EUR	Enel Green Power España SL	49,20%	82,00%	Integrale
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,40%	65,67%	Integrale
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	45,00%	75,00%	Integrale
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	99,04%	0,04% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,30%	75,50%	Integrale
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880	EUR	Enel Green Power España SL	31,20%	52,00%	Integrale
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	50,00% 50,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970	EUR	Enel Green Power España SL	34,80%	58,00%	Integrale
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	99,99% 0,01%	Integrale
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	99,99% 0,01%	Integrale
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171	CLP	Enel Green Power SpA Enel Green Power Chile Ltda	95,43%	34,57% 60,92%	Integrale
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica Enel Green Power SpA	62,48%	40,31% 22,17%	Integrale
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	33,44%	33,44%	Integrale
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
PH Río Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	34,32%	34,32%	Integrale
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530	EUR	Enel Green Power España SL	33,67%	56,12%	Integrale
Powercer - Sociedade de Cogeração de Vialonga SA	Loures	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%	Proporzionale
Pp - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	100,00%	Integrale
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Prairie Rose Wind LLC	75,00%	100,00%	Integrale
Prairie Rose Wind LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,00%	75,00%	Integrale
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.445	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398	EUR	Enel Green Power España SL	49,73%	82,89%	Integrale
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500	EUR	Enel Green Power España SL	51,00%	85,00%	Integrale
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Provedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.335	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Proporzionale
Puignerel AIE - in liquidazione	Barcelona	Spagna	11.299.000	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	-
Pulida Energy (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Pyrites Associates GP	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.511	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	93,84%	42,83% 0,01% 51,00%	Integrale
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	100,00%	17,50% 82,50%	Integrale
Rocky Caney Wind LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Ronfegen- Recursos Energéticos Lda	Oeiras	Portogallo	5.000	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	10,00% 90,00%	Integrale
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Santo Rostro Cogeneración SA - in liquidazione	Siviglia	Spagna	207.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
Se Hazelton A LP	Los Angeles	USA	-	USD	Bypass Power Company Chi West Inc.	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables Srl de Cv	Messico D.F.	Messico	3.000	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energia Nueva Energia Limpia México Srl de Cv	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversao de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	33,00%	55,00%	Integrale
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900	EUR	Enel Green Power España SL	10,02%	16,70%	Patrimonio netto
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200	EUR	Enel Green Power España SL	16,88%	28,13%	Patrimonio netto
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750	EUR	Enel Green Power España SL	57,60%	96,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles	USA	-	USD	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka	USA	-	USD	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Snyder Wind Farm LLC	Dallas	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.591	EUR	Enel Green Power España SL	38,84%	64,74%	Integrale
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.040	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000	EUR	Agatos Green Power Trino	40,00%	100,00%	Proporzionale
Solar Morea Energiaki SA	Maroussi	Grecia	4.000.890	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,60%	36,00%	Patrimonio netto
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	30,60%	51,00%	Integrale
South Fork Wind LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Southwest Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Spartan Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348	MXN	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México Srl de Cv	95,37%	40,16% 55,21%	Integrale
Sublunary Trading (RF) (Proprietary) Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000	ZAR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	28,50%	57,00%	Proporzionale
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%	Integrale
Sun River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord	USA	250	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Targusor Wind Farm Srl	Cernavoda	Romania	90.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	Guatemala	30.948.000	GTQ	Enel Green Power International BV	75,00%	75,00%	Integrale
Termotec Energía AIE - in liquidazione	Valencia	Spagna	481.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811	EUR	Enel Green Power SpA	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Tko Power Inc.	Los Angeles	USA	1	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Tobivox (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Patrimonio netto
Total Electric SA	Buzau	Romania	3.190.600	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Trade Wind Energy LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC Chi Power Inc.	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000	USD	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%	Patrimonio netto
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power International BV Generadora Montecristo SA Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,98% 0,01% 0,01%	Integrale
Triton Power Company	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	100,00%	2,00% 98,00%	Integrale
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Associates	Seattle	USA	-	USD	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Ufefys SL - in liquidazione	Aranjuez	Spagna	304.150	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	-
Ukuqala Solar (Proprietary) Limited	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Upington Solar (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale
Varokub Green Energy Srl	Prahova	Romania	90.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	500.000	TRY	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Western New York Wind Corporation	Albany	USA	300	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Willimantic Power Corporation	Hartford	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	2.700.018	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	70.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	736.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Makrilakoma SA	Maroussi	Grecia	614.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	653.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	601.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	29,25%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
WP France 3 SAS	Lione	Francia	1.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Yedesa-Cogeneración SA - in liquidazione	Almería	Spagna	234.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	-
Zitsa Solar SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale

011001001100101

011001001100101

011001001100101

011001001100101

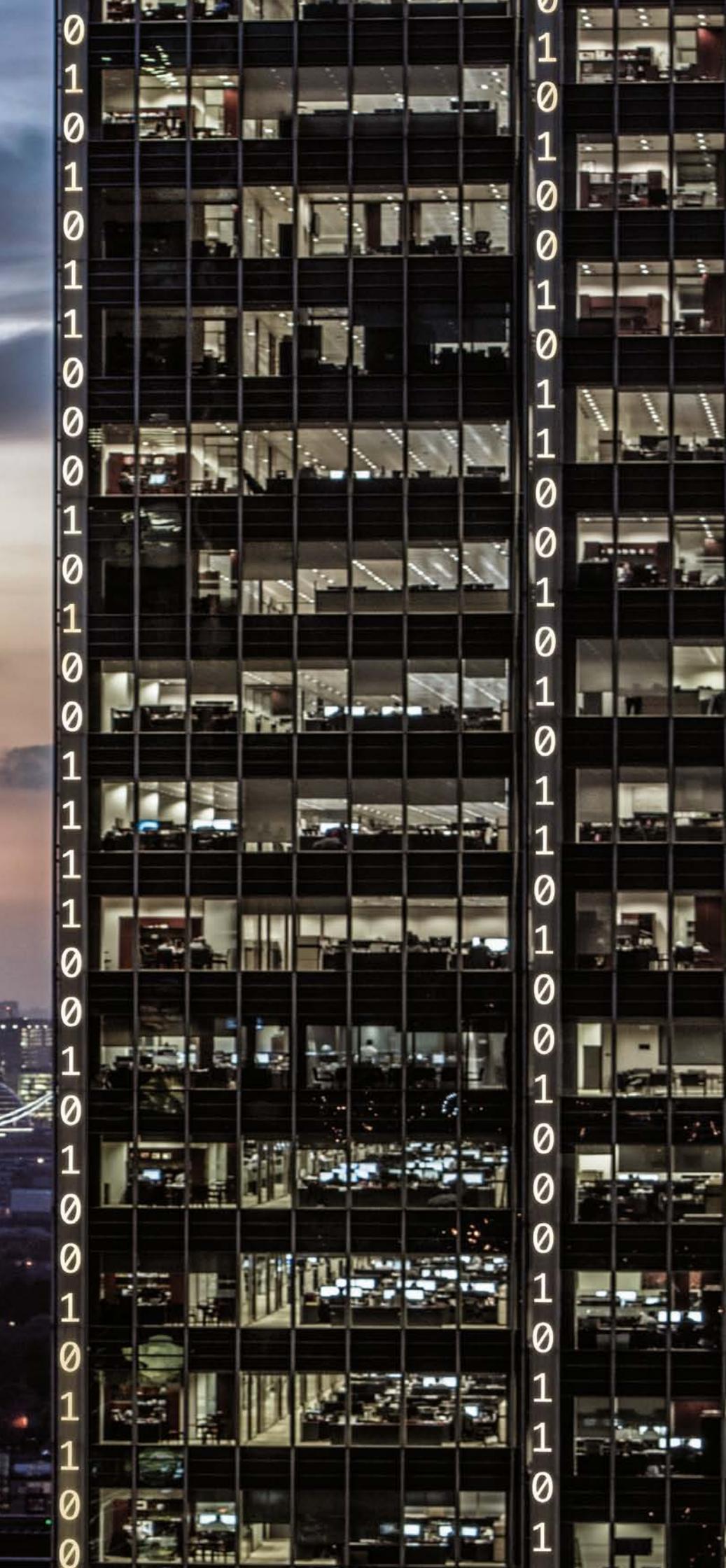
011001001100101

011001001100101

011001001100101

011001001100101





Relazioni

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2013 del Gruppo Enel Green Power

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

**Agli Azionisti della
Enel Green Power S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel Green Power S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Enel Green Power") chiuso al 31 dicembre 2013. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

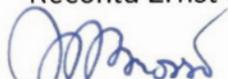
Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 2 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2013.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel Green Power per l'esercizio chiuso a tale data.

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione *Governance* del sito internet della Enel Green Power S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013.

Roma, 9 aprile 2014

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Riccardo Rossi
(Socio)

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Aleteia - Roma

Foto
Archivio Enel
Alessandro Cosmelli

Revisione testi
postScriptum - Roma

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne Enel

Il presente fascicolo forma parte integrante
della Relazione Finanziaria Annuale di cui
all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza
(decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58)

Enel Green Power
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 125
Capitale sociale
Euro 1.000.000.000
(al 31 dicembre 2013) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 10236451000
R.E.A. di Roma n. 1219253
Partita IVA n. 10236451000

