

Bilancio consolidato 2013



ENERGIA ALLA TUA VITA

Bilancio consolidato 2013

Indice

Relazione sulla gestione

Modello organizzativo di Enel | **6**

Organi sociali | **8**

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | **10**

Sintesi dei risultati | **18**

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | **28**

Risultati economici per area di attività | **39**

> Mercato | **40**

> Generazione ed Energy Management | **42**

> Infrastrutture e Reti | **44**

> Iberia e America Latina | **46**

> Internazionale | **50**

> Energie Rinnovabili | **53**

> Altro, elisioni e rettifiche | **56**

Fatti di rilievo del 2013 | **58**

Scenario di riferimento | **68**

> Enel e i mercati finanziari | **68**

> Il contesto economico energetico nel 2013 | **70**

> I mercati dell'energia elettrica | **73**

> I mercati del gas naturale | **77**

> Aspetti normativi e tariffari | **78**

Principali rischi e incertezze | **99**

Prevedibile evoluzione della gestione | **104**

Sostenibilità

> La sostenibilità in Enel | **107**

> Persone | **114**

- Personale e organizzazione | **114**

- Clienti | **121**

- Società | **122**

> Strategia climatica e ambiente | **124**

> Ricerca e sviluppo | **126**

Informativa sulle parti correlate | **130**

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati | **131**

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati | **134**

Conto economico consolidato | **134**

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio | **135**

Stato patrimoniale consolidato | **136**

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato | **138**

Rendiconto finanziario consolidato | **140**

Note di commento | **141**

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | **255**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 256

Allegati

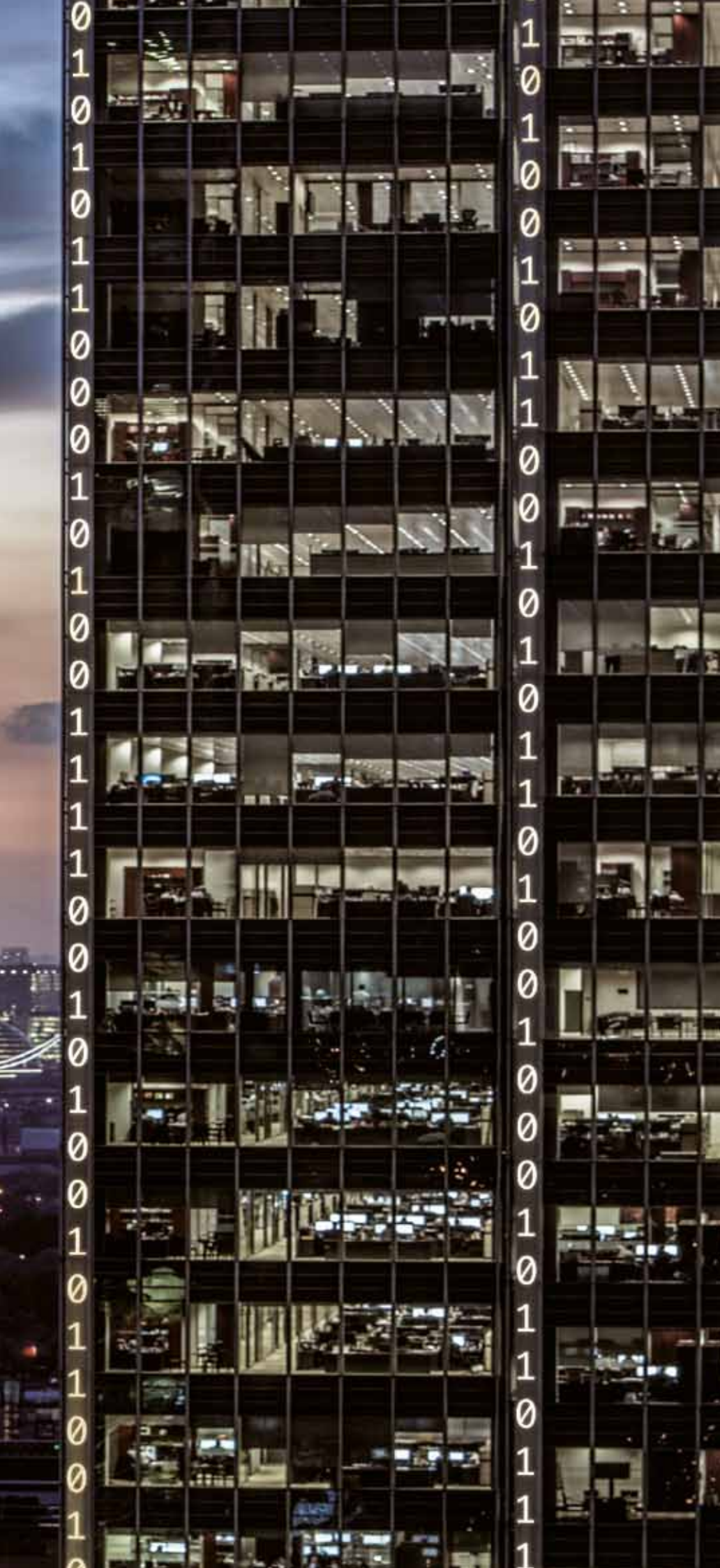
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013 | **260**

Glossario | **290**

Relazioni

Relazione della Società di revisione | **296**





Relazione
sulla gestione

Modello organizzativo di Enel

A partire dal mese di febbraio del 2012 il Gruppo ha adottato un nuovo modello operativo con l'obiettivo di incrementare la flessibilità operativa rendendo Enel tra le aziende più robuste dal punto di vista finanziario e nello stesso tempo più agili nel mondo dell'industria energetica. Tale nuovo modello operativo è basato sul seguente assetto organizzativo:

- > Funzioni di *Holding*, responsabili di guidare e controllare le attività strategiche per l'intero Gruppo;
- > Funzioni di *Global Service*, con la responsabilità di fornire servizi per il Gruppo massimizzando le sinergie e le economie di scala;
- > Linee di Business, rappresentate da sette Divisioni, cui si affiancano le Funzioni **Upstream Gas** (che persegue la realizzazione di un'integrazione verticale selettiva che aumenti la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura del fabbisogno di gas di Enel) e **Carbon Strategy** (operante nei mercati mondiali dei titoli di CO₂).

Con riguardo alle Divisioni, sono di seguito evidenziate le attività effettuate da ciascuna di esse.

La **Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia** opera attraverso:

- > la produzione e vendita di energia elettrica:
 - da generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio italiano (tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel, SE Hydropower, SF Energy ed ENergy Hydro Piave) e in Belgio con l'impianto termoelettrico di Marcinelle gestito, tramite un *tolling agreement*, da Enel Trade;
 - da *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Romania, Enel Trade Croazia ed Enel Trade Serbia;
- > l'approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo e la vendita di prodotti energetici, tra cui il gas naturale a clienti "distributori", tramite Enel Trade;
- > lo sviluppo di impianti di rigassificazione di gas naturale (Nuove Energie);
- > le attività commerciali in Italia con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. In particolare, si occupa della vendita di energia elettrica sul mercato regolato (Enel Servizio Elettrico) e della vendita di energia elettrica sul mercato libero e della vendita di gas naturale alla clientela finale (Enel Energia). A tali attività si è aggiunta, a partire dal 1° luglio 2013 e a seguito dell'acquisizione dalla Divisione Energie Rinnovabili di Enel.si, l'attività di impiantistica e *franchising* in Italia.

Alla **Divisione Infrastrutture e Reti** è prevalentemente demandata la gestione della distribuzione di energia elettrica (Enel Distribuzione) e dell'illuminazione pubblica e artistica (Enel Sole), entrambe in Italia.

La **Divisione Iberia e America Latina** ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina. In particolare, le aree geografiche in cui la Divisione opera sono le seguenti:

- > Europa, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e di vendita di gas naturale in Spagna e Portogallo;
- > America Latina, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica in Cile, Brasile, Perù, Argentina e Colombia.

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consoli-

dando la gestione e l'integrazione delle attività estere non rientranti nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, monitorando e sviluppando le opportunità di business che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie) e di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune);
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

La **Divisione Energie Rinnovabili** ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power e altre società minori), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España) e in America Latina (attraverso varie società);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

La **Divisione Ingegneria e Ricerca** ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione (convenzionale e nucleare) garantendo il conseguimento della qualità, nel rispetto dei tempi e degli obiettivi economici. Inoltre, ha il compito di fungere da punto di riferimento sulle tecnologie nucleari fornendo un monitoraggio indipendente delle attività nucleari del Gruppo sugli aspetti di sicurezza; infine, si occupa di gestire le attività di ricerca individuate nel processo di gestione dell'innovazione, con un *focus* sulla ricerca strategica e lo *scouting* tecnologico.

Nel Bilancio consolidato 2013, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo l'assetto organizzativo operativo sopra descritto e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "*management approach*". In tale contesto, i risultati della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia sono rappresentati separatamente tra quanto attribuibile all'attività di generazione ed *energy management* rispetto a quanto attribuibile all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e del gas nel mercato italiano, in linea con quanto esposto nei periodi precedenti e secondo la modalità in cui sono articolati i *report* interni al *top management*. Inoltre, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla *Holding* Enel SpA, all'Area Servizi e Altre attività, alla Divisione Ingegneria e Ricerca, nonché alle attività della Funzione Upstream Gas.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente Paolo Andrea Colombo	Amministratore Delegato e Direttore Generale Fulvio Conti	Consiglieri Alessandro Banchi Lorenzo Codogno Mauro Miccio Fernando Napolitano Pedro Solbes Mira Angelo Taraborrelli Gianfranco Tosi	Segretario del Consiglio Claudio Sartorelli
---	---	--	---

Collegio Sindacale

Presidente Sergio Duca	Sindaci effettivi Lidia D'Alessio Gennaro Mariconda	Sindaci supplenti Giulia De Martino Pierpaolo Singer Franco Luciano Tutino
--------------------------------------	--	--

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

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

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 2 maggio 2011 (quale modificata in data 18 dicembre 2012), alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 2 maggio 2011 (quale modificata in data 18 dicembre 2012), di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder



Cari stakeholder,

la crisi economica protagonista negli ultimi anni in molti Paesi Occidentali sembra aver superato la fase più acuta. Alcuni Paesi, come gli Stati Uniti, hanno imboccato la strada della ripresa in maniera più decisa; altri, come per esempio i Paesi dell'area euro, stanno singolarmente ritrovando stabilità economica, ma faticano a uscire alla stessa velocità dalla crisi. Ci sono poi Paesi emergenti, dove il Gruppo è presente, come quelli dell'America Latina, che invece continuano a vantare tassi di crescita sempre positivi.

L'andamento della domanda di energia primaria riflette con chiarezza queste dinamiche. Nell'Eurozona la fragile e lenta ripresa non ha ancora innescato una risalita nei livelli di consumo, che rimangono fermi a quelli di quasi vent'anni fa. A pesare sui risultati del settore elettrico in alcuni Paesi, come Italia e Spagna di grande rilevanza per Enel, si sono poi aggiunte politiche regolatorie che hanno spesso guardato alle *utilities* come una fonte di finanziamento per i bilanci statali. La situazione è invece diversa nei Paesi dell'Est Europa e in quelli dell'America Latina dove lo sviluppo e la crescita economica continuano a sostenere la domanda di elettricità e gas rendendo profittevoli i nuovi investimenti. La crescita del settore delle rinnovabili si mantiene invece stabile su scala mondiale.

Lo scenario appena descritto è uno spaccato di una realtà complessa che il Gruppo Enel ha potuto affrontare facendo leva sulla diversificazione geografica e un mix tecnologico di produzione ben bilanciati, sulle azioni manageriali finalizzate alla riduzione dei costi, sull'ottimizzazione degli investimenti e la generazione di cassa, il tutto accompagnato dalla crescita del Gruppo soprattutto nei mercati emergenti e nelle fonti rinnovabili.

I risultati dell'anno appena trascorso hanno così raggiunto e in alcuni casi superato gli obiettivi indicati ai mercati e hanno permesso di confermare il buon livello di redditività del nostro titolo.

Il margine operativo lordo è cresciuto del 7,6% in confronto al 2012 attestandosi a 17.011 milioni di euro, nonostante i ricavi siano scesi passando da 84.949 milioni di euro del 2012 a 80.535 milioni di euro nel 2013. A fine 2013, l'indebitamento finanziario netto è invece sceso a 39.862 milioni di euro, in diminuzione di

3.086 milioni di euro rispetto ai 42.948 milioni di euro di fine 2012 e di circa 16 miliardi rispetto al valore massimo raggiunto nel 2007. I risultati della gestione corrente e le operazioni straordinarie concluse durante l'anno, ivi incluse le cessioni di asset, hanno più che compensato il fabbisogno generato dagli investimenti e dal pagamento dei dividendi, degli interessi e delle imposte consentendoci di mantenere un robusto equilibrio finanziario e patrimoniale. Enel ha generato un *free cash flow* nel corso degli ultimi esercizi, incluso il 2013, pari a 3 miliardi di euro.

Per il futuro, ci confronteremo con nuove dinamiche di mercato che emergono sotto la spinta di quattro *macro-trend*: la diffusione di nuove tecnologie, il contributo crescente all'economia mondiale da parte dei mercati emergenti, il ruolo proattivo del cliente e i nuovi atteggiamenti da parte delle istituzioni e dei Governi in termini di politiche energetiche e ambientali.

Le priorità su cui ci concentreremo saranno quindi:

- > la ridefinizione della strategia per seguire il nuovo modello di business e focalizzarci:
 - sulla ristrutturazione della generazione convenzionale in Italia e Spagna e sulla sua crescita selettiva nei mercati di sviluppo;
 - sul rafforzamento della nostra leadership nelle rinnovabili con la realizzazione di nuova capacità nei mercati ad alto potenziale e lo sviluppo delle nuove tecnologie verso la *grid parity*;
 - sul mantenimento della leadership nell'efficienza, nella qualità del servizio e nelle tecnologie *smart* delle nostre reti di distribuzione;
 - sull'offerta di servizi a maggior valore aggiunto per i nostri clienti;
- > la massimizzazione dei flussi di cassa, sia nei mercati maturi sia in quelli emergenti, attraverso il continuo miglioramento dell'efficienza di gestione e un piano di investimenti selettivo e il controllo severo del capitale circolante;
- > il completamento del piano di riduzione del debito, l'ottimizzazione del portafoglio asset e l'incremento dell'interesse economico del Gruppo attraverso il riacquisto di minoranze e la riorganizzazione societaria.

Queste priorità sono attraversate da una tensione costante verso l'innovazione, quale unico strumento per mantenere e rinnovare in modo duraturo la nostra leadership, e da una forte attenzione alla sostenibilità del nostro operato, quale presupposto indispensabile per aggiungere valore nel tempo a vantaggio dei nostri stakeholder.

Forti dei risultati raggiunti e consapevoli dei mezzi che abbiamo a disposizione per affrontare le sfide che ci aspettano, continueremo a lavorare per realizzare questi obiettivi di valore nei mercati rilevanti per i nostri azionisti.

Il contributo delle diverse Divisioni operative ai risultati di Gruppo è sinteticamente illustrato di seguito.

Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia

Nel 2013 il contesto macroeconomico europeo e italiano ha determinato un'ulteriore diminuzione della domanda di energia, che si è attestata a 317,1 TWh (-3,4% rispetto all'anno precedente). Questa situazione, accompagnata dalla crescente quota di produzione da fonti rinnovabili, ha portato alla riduzione dello spazio competitivo e a un incremento della domanda di servizi di bilanciamento per il sistema.

Gli impianti termoelettrici della Divisione hanno visto un calo della produzione, rispetto al 2012, del 13,9%. Per effetto della forte idraulicità dell'anno, la generazione idroelettrica ha invece registrato un incremento del 27,4%. Complessivamente l'energia prodotta dalla Divisione nel 2013 in Italia raggiunge i 59,6 TWh (-5% rispetto all'anno precedente).

Il margine operativo lordo dell'area Generazione e Energy Management nel 2013 è stato pari a 1.176 milioni di euro (con un incremento del 7,8% rispetto al 2012) con un significativo contributo del margine sul Mercato dei Servizi realizzato grazie alla disponibilità e alla flessibilità del parco impianti.

Sul portafoglio gas le azioni di revisione degli impegni di prelievo hanno consentito un ribilanciamento dei volumi, consentendoci di evitare extra costi per minori prelievi di fornitura. La prosecuzione delle azioni di miglioramento dell'efficienza operativa, dell'affidabilità e della sicurezza degli impianti ha consentito inoltre di portare significativi risparmi sui costi rispetto al 2012.

L'area Mercato nel corso del 2013 continua a focalizzare la propria attenzione sui segmenti *mass market* a più alto valore. In un mercato *retail* altamente competitivo e caratterizzato dalla crescente consapevole partecipazione dei clienti finali, la strategia attivata punta all'innovazione nell'offerta, attraverso lo sviluppo di un'ampia gamma di soluzioni "chiavi in mano" per un uso più responsabile ed efficiente dell'energia, il così detto "*New Downstream*", spostando consumi sul vettore elettrico più efficiente.

Enel Energia si conferma il primo operatore italiano sul mercato dell'energia con circa 5,1 milioni di clienti nella vendita di elettricità e 3,3 milioni di clienti su quello del gas naturale a fine 2013. Allo stesso modo Enel Servizio Elettrico si conferma il principale operatore nel Mercato della Maggior Tutela, con una *customer base* di 22,4 milioni di clienti al 31 dicembre 2013 (in contrazione di 1,2 milioni rispetto al 2012 a seguito della progressiva liberalizzazione del mercato).

Il miglioramento della qualità percepita dal cliente, in ambito *customer service*, ha portato le due società a raggiungere, per il terzo anno consecutivo, i primi due posti della classifica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) dei migliori *Contact Center* del settore. Tali performance sono state raggiunte mediante la razionalizzazione dei sistemi e una gestione integrata del cliente, senza comunque rinunciare a una continua attenzione all'efficientamento interno.

La qualità rappresenta l'elemento distintivo anche nello sviluppo del segmento *New Downstream*. La nuova offerta, lanciata in modalità pilota sotto il marchio Enel Green Solution, ha consentito ai clienti Enel di migliorare l'efficienza delle proprie abitazioni.

Le scelte strategiche fatte e le azioni gestionali perseguite si riflettono sul risultato operativo lordo pari a 866 milioni di euro, in aumento del 42,2% rispetto al 2012 e del 54% rispetto al 2011.

Divisione Infrastrutture e Reti Italia

I buoni risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti, conseguiti nel 2013, confermano la leadership di Enel nel settore della distribuzione di energia con un totale di 31,7 milioni di clienti serviti e 230 TWh distribuiti. Nell'anno trascorso, la Divisione ha conseguito ricavi per 7.698 milioni di euro e un margine operativo lordo di 4.008 milioni di euro, in aumento del 10,6% rispetto al 2012.

Il grande impegno verso l'eccellenza operativa si è tradotto in un ulteriore miglioramento della qualità del servizio che si è attestato ben al di sotto degli obiettivi fissati dall'AEEG. Il numero delle interruzioni medie per cliente è sceso da 3,7 del 2012 a 3,3 del 2013 e la durata cumulata delle interruzioni per cliente evidenzia un netto miglioramento attestandosi sui 41 minuti medi, rispetto ai 46 del 2012.

Nel 2013, Enel ha allacciato alla propria rete circa 105.000 impianti di produzione da fonte rinnovabile (1.800 MW). Gli impianti complessivamente connessi alla nostra rete raggiungono così quota 540.000 per una potenza di 25.500 MW.

In Italia, il Telegestore, il sistema automatico per la gestione dei contatori elettronici, ha eseguito oltre 7 milioni di operazioni contrattuali e più di 400 milioni di letture da remoto. In Spagna, è proseguita, con oltre 4 milioni di unità, l'installazione dei contatori elettronici. L'obiettivo è di arrivare nei prossimi anni a servire circa 13 milioni di clienti.

Nel campo delle *smart grids*, Enel conferma la leadership europea presiedendo l'Associazione "*EDSO (European Distribution System Operators) for smart grids*", attraverso la quale contribuisce a definire i piani di

implementazione dei progetti pilota. Durante il 2013, sono inoltre stati avviati diversi progetti finanziati all'interno del settimo Framework Programme della Commissione Europea, che mirano all'introduzione delle tecnologie *smart grids* e *smart cities* tra i quali evolVDSO, ADVANCED e Grid4EU.

Proseguono poi i progetti innovativi in Italia, come quello per le reti intelligenti a Isernia – supportato dall'AEEG – e i progetti del Piano Operativo Interregionale (POI) per le Regioni del Sud finanziati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nell'ambito *smart cities* Enel ha avviato progetti in Italia, a L'Aquila, e in ambito internazionale, a Santiago del Cile, iniziative che si affiancano agli altri progetti del Gruppo Enel nel mondo (Malaga, Barcellona e Búzios in America Latina).

Con riferimento allo sviluppo della mobilità elettrica, nel 2013 sono stati firmati diversi accordi con Pubbliche Amministrazioni (Roma, Bari e Regione Umbria) e aziende private (BMW). A oggi, sul territorio nazionale si sono superate le 1.200 infrastrutture Enel di ricarica per veicoli elettrici.

L'area di business Illuminazione Pubblica (Enel Sole) ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie alle evoluzioni del progetto Archilede® e all'estensione della gara CONSIP, la sua posizione di leadership in Italia, ed è cresciuta nel mercato spagnolo. In particolare, nel corso del 2013, attraverso la convenzione CONSIP "Servizio Luce 2" sono stati acquisiti in gestione circa 200.000 punti luce per un fatturato complessivo di oltre 265 milioni di euro. Il 2013 ha visto anche il consolidamento della presenza di Enel Sole in Spagna con l'aggiudicazione insieme a Endesa Ingeniería di tre contratti pluriennali di gestione integrata (Abarán, Rincón de la Victoria, Móra d'Ebre per oltre 10.000 punti luce).

Divisione Iberia e America Latina

Nel 2013, la Divisione Iberia e America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 6.746 milioni di euro, con una riduzione del 6,7% rispetto al 2012. Tale diminuzione è dovuta al calo del 18,7% del margine rilevato in Spagna e in Portogallo, principalmente a seguito delle misure regolatorie e fiscali adottate nel 2012 e 2013 dal Governo spagnolo. Questo calo è tuttavia stato in parte compensato da un miglioramento dell'8,2% del margine in America Latina e da aumenti di efficienza operativa.

Gli investimenti in Spagna e in Portogallo si sono ridotti attestandosi sui 849 milioni di euro mentre sono aumentati in America Latina, raggiungendo 1.332 milioni di euro.

Effetti positivi si sono rilevati anche per quanto riguarda l'indebitamento finanziario netto, sostanzialmente per effetto dell'aumento di capitale da parte degli azionisti di minoranza di Enersis che hanno contribuito con 1.796 milioni di euro in contanti. L'operazione, che è stata completata con successo nel marzo 2013, permetterà di espandere l'attività nella regione con nuovi investimenti sia di crescita organica sia attraverso l'acquisizione di quote di minoranza.

In Spagna, oltre ai 396 milioni derivanti dall'applicazione di misure regolamentari ricorrenti dal 2012, si sono aggiunte altre misure fiscali e regolatorie approvate durante il 2013, con un impatto negativo sul margine operativo lordo per ulteriori 933 milioni di euro.

Nonostante l'effetto negativo degli ulteriori provvedimenti introdotti, il margine operativo lordo nella Penisola iberica ha subito un calo di soli 750 milioni di euro rispetto al 2012, attestandosi a 3.253 milioni di euro. Questo è stato possibile attraverso una mirata strategia commerciale, con il lancio e il rafforzamento dei nostri prodotti e servizi a valore aggiunto, politiche di efficienza energetica, oltre alla riduzione dei costi fissi. Hanno inoltre contribuito positivamente l'aumento di produzione degli impianti idroelettrici e il miglioramento dei margini di *trading* di energia.

A differenza della Spagna (la cui domanda di energia elettrica nell'area peninsulare è scesa del 2,2% tra il 2013 e il 2012), i Paesi latinoamericani in cui opera la Divisione sono caratterizzati da una crescita significativa della domanda di energia elettrica: Perù (+6,6%), Cile (+4,2% nel SIC, +3,8% nel SING), Argentina (+3,6%), Brasile (+3,4%) e Colombia (+2,4%).

Le società di distribuzione della Divisione hanno raggiunto i 61.512 GWh, con aumenti in Brasile (+4,4%), Cile (+4,4%), Perù (+2,7%), Argentina (+1,3%) e Colombia (+1,0%).

Il margine operativo lordo delle attività latinoamericane è di 3.493 milioni di euro, con un incremento dell'8,2% nonostante gli effetti negativi della siccità in tutta la regione e il deprezzamento delle valute locali rispetto all'euro (che ha comportato una riduzione di 350 milioni di euro). Escludendo tale effetto, l'EBITDA sarebbe cresciuto del 18%, confermando la Regione come una piattaforma importante per la crescita.

Questa evoluzione positiva del risultato è dovuta, tra le altre cose, al riconoscimento del Governo argentino di una parte dei costi non trasferiti alla tariffa dal 2007 al settembre 2013, pari a 381 milioni di euro, e a un miglioramento della nostra attività di generazione in Cile.

Divisione Internazionale

Nel 2013, la Divisione Internazionale ha conseguito ricavi per 7.737 milioni di euro e un margine operativo lordo di 1.405 milioni di euro, raggiungendo gli obiettivi prefissati nel piano industriale nonostante un peggioramento del contesto di riferimento. L'anno appena trascorso è stato infatti caratterizzato da numerose criticità emerse nei Paesi di riferimento della Divisione, nei quali si è registrato un calo della domanda e dei prezzi dell'elettricità, un aumento della competizione sui mercati *retail* nonché un incremento della pressione regolatoria da parte dei Governi. Con riferimento alle attività operative, la produzione si è attestata a 63,2 TWh, in leggero calo rispetto al 2012. L'effetto di tale riduzione sul risultato economico è stato compensato da una efficace gestione operativa degli asset e dalla massimizzazione delle leve istituzionali e regolatorie. Da ultimo, le vendite *retail* sono state pari a 45,7 TWh, con una flessione rispetto all'anno precedente dovuta all'effetto congiunto delle dinamiche di *sourcing* in Francia e del calo della domanda in Romania e Russia.

In Slovacchia, la Divisione ha conseguito un margine operativo lordo pari a 708 milioni di euro. Si è incrementata ancora la disponibilità degli impianti nucleari che, con un *load factor* medio pari al 92,3%, pone Slovenské elektrárne come primo operatore mondiale di impianti a tecnologia VVER. Sempre in ambito nucleare, proseguono i lavori di costruzione delle nuove unità presso l'impianto di Mochovce. Una volta completata, anche a seguito delle modifiche introdotte per tener conto dei nuovi requisiti di sicurezza determinati con gli *stress test*, la centrale sarà tra gli impianti più avanzati rispetto a quelli attualmente in esercizio nel contesto europeo. In Russia, Enel OGK-5 ha ottenuto un margine operativo lordo di 399 milioni di euro, in crescita rispetto all'anno precedente grazie all'incremento dei prezzi e alle iniziative poste in essere per ottimizzare e razionalizzare la struttura dei costi, nonostante il calo della produzione innescato dal rallentamento della domanda e dal contestuale ingresso sul mercato di nuove unità più efficienti dei concorrenti. La società di vendita RusEnergosbyt, nella quale Enel detiene una partecipazione del 49,5%, ha proseguito la propria strategia di diversificazione del portafoglio commerciale, conseguendo un margine operativo lordo per il 2013 relativo alla quota di competenza Enel pari a circa 112 milioni di euro.

In Romania, le tre società di distribuzione hanno consolidato le attività per la modernizzazione delle reti e il miglioramento della qualità del servizio, portando i parametri di riferimento a un livello prossimo ai *benchmark* tipici dei Paesi più avanzati, un risultato reso possibile anche dall'implementazione di iniziative infrastrutturali e gestionali mutate dalle migliori pratiche esistenti all'interno del Gruppo Enel. Considerando anche la performance delle società di vendita di energia, il Paese ha conseguito un margine operativo lordo pari a 289 milioni di euro, in crescita del 25% rispetto all'anno precedente.

In Francia, l'uscita dall'accordo con EDF su Flamanville 3 che garantiva a Enel capacità anticipativa da vendere sul mercato, ha indotto Enel France a concentrarsi sulla ridefinizione del portafoglio commerciale. Il progressivo azzeramento di tale capacità, da completarsi gradualmente entro il 2015, ha determinato altresì l'esigenza di rivedere le fonti di approvvigionamento di energia e ridurre i costi di struttura, a difesa di margini condizionati dal calo dei prezzi di mercato e dalla crescente onerosità dei costi di *sourcing*. In questo modo sono state poste le basi di una struttura più flessibile, in grado di cogliere eventuali opportunità che dovessero scaturire dall'effettiva liberalizzazione del mercato.

Divisione Energie Rinnovabili

Nel corso del 2013 la Divisione Energie Rinnovabili ha continuato a perseguire una strategia di sviluppo focalizzata 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 Divisione ha ulteriormente consolidato la propria presenza nei mercati europei.

La capacità installata netta a fine 2013 è complessivamente pari a 8,9 GW, in crescita di 0,9 GW rispetto al 2012 (+11,0%). La produzione netta del Gruppo nel 2013 è stata pari a 29,5 TWh, con un incremento rispetto al 2012 di 4,3 TWh (+17,3%), per effetto principalmente della maggiore capacità installata.

Le variazioni di capacità e produzione si sono riflesse in un incremento dei principali indicatori economici. I ricavi della Divisione ammontano nel 2013 a 2.827 milioni di euro, con un aumento del 4,9% rispetto al 2012; tale crescita 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 1.788 milioni di euro, in crescita del 9,0% rispetto a 1.641 milioni di euro del 2012.

Nel corso dell'anno, la Divisione ha sviluppato importanti progetti.

Negli Stati Uniti è stato siglato un accordo con GE Capital, per portare al 75% la partecipazione nei parchi eolici di Chisholm View, da 235 MW di capacità, e di Prairie Rose (200 MW). Sul fronte della geotermia, è entrato in esercizio l'impianto di Cove Fort nello stato dello Utah (25 MW), mentre per quanto riguarda il settore eolico sono stati avviati i lavori per la realizzazione del parco Origin (150 MW), in Oklahoma.

In America Latina, e in particolare in Brasile negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, sono stati avviati i lavori di costruzione di tre nuovi parchi eolici con una capacità installata complessiva di 192 MW.

In Cile la Società ha completato e allacciato alla rete i suoi primi due parchi eolici: l'impianto di Talinay, nella regione di Coquimbo (90 MW) e l'impianto di Valle de Los Vientos, nella regione di Antofagasta (90 MW).

In Messico, sono stati avviati i lavori per la costruzione di due nuovi parchi eolici per complessivi 202 MW.

La Divisione ha inoltre consolidato nel corso dell'anno la propria presenza anche in Europa.

In Romania e Grecia, sono stati costruiti e connessi alla rete impianti fotovoltaici per 77 MW. In Grecia ESSE, la *joint venture* paritetica con Sharp, ha messo in esercizio ulteriori campi fotovoltaici per 15 MW.

In Italia, la presenza della Divisione si è consolidata, grazie all'entrata in esercizio di due nuovi impianti fotovoltaici a Serre Persano, in provincia di Salerno, con una capacità installata complessiva di 21 MW. In Sardegna, è stato avviato un progetto che prevede la riconversione di un ex zuccherificio Eridania in una centrale di produzione da 50 MW: l'iniziativa si colloca in un piano di sviluppo più ampio, dedicato al settore della biomassa a filiera corta in Italia.

Infine, in Sudafrica, nell'ambito della gara sulle energie rinnovabili promossa dal Governo, la Divisione 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 MW di progetti fotovoltaici e 199 MW di progetti eolici. Gli impianti fotovoltaici utilizzeranno i pannelli fotovoltaici a film sottile prodotti dalla fabbrica di Catania 3SUN, la *joint venture* paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics. L'entrata in esercizio degli impianti è prevista nel 2016. Questo importante risultato posiziona Enel Green Power tra i principali *player* di questo Paese nelle energie rinnovabili e apre inoltre la strada a possibili future opportunità di sviluppo per il Gruppo Enel.

Funzione Upstream Gas

Il 2013 è stato caratterizzato dalla vendita a Itera (Gruppo Rosneft) della partecipazione di Enel in SeverEnergia, uno dei più importanti giacimenti di gas in Russia, per un controvalore di 1,8 miliardi di dollari. Questa vendita, che ha portato una plusvalenza di circa 1 miliardo di euro, e la contestuale firma di un contratto di fornitura di gas a lungo termine per le centrali di Enel OGG-5 a condizioni particolarmente vantaggiose, hanno confermato il valore e il vantaggio competitivo che una presenza selettiva e focalizzata nel settore *upstream* porta al Gruppo nel suo complesso.

Le attività di Enel proseguono in Algeria, dove il progetto Isarene è in corso di sviluppo, con l'inizio della produzione atteso per la fine del 2017 e un *plateau* di circa 3,5 miliardi di metri cubi, e con l'entrata nel secondo periodo esplorativo del progetto South East Illizi a valle delle due scoperte fatte nel primo periodo. Ottimi risultati si sono ottenuti anche in Italia, dove Enel ha completato una indagine sismica e identificato a oggi un totale di quattro prospetti esplorativi che verranno perforati nei prossimi due anni, e ampliato il proprio portafoglio attraverso la presentazione di nuove istanze di permessi di ricerca.

Divisione Ingegneria e Ricerca

Nel corso del 2013, la Divisione Ingegneria e Ricerca è stata impegnata nel riammodernamento degli impianti convenzionali e nucleari del Gruppo e nelle attività di supervisione della sicurezza e della performance degli asset nucleari di Endesa e Slovenské elektrárne.

L'unità di Ricerca, nello specifico, ha proseguito nello svolgimento dei programmi di Ricerca Strategica del Gruppo.

In Italia, presso la centrale di Brindisi, è stato completato il rifacimento delle strutture portuali. Presso lo stesso sito è in corso la realizzazione di un parco carbone coperto.

In Sicilia, presso il sito di Porto Empedocle sono iniziate le attività di parziale conversione della centrale esistente da olio combustibile in turbogas. Inoltre, sono state avviate le attività per la realizzazione del terminale di rigassificazione all'interno dell'area portuale.

In Russia, presso la centrale Reftinskaya, è stato completato il più grande impianto al mondo di movimentazione e stoccaggio delle ceneri a secco (DARS) ed è stato ultimato l'intervento di ambientalizzazione e *revamping* sul primo dei 10 gruppi della centrale. Sono inoltre in corso le attività per l'ambientalizzazione degli altri gruppi.

In Spagna è stato realizzato lo studio di fattibilità per l'ambientalizzazione e l'estensione della vita utile dell'impianto a carbone di Litoral. In Sud America, la Divisione ha collaborato con Endesa alla realizzazione dello studio di fattibilità dei nuovi impianti a carbone.

Per quanto riguarda l'area Nucleare, l'attività di monitoraggio dell'unità di *Nuclear Safety Oversight* (NSO) è stata rinforzata attraverso una maggiore integrazione con le unità di esercizio degli impianti nucleari del Gruppo e grazie alla condivisione delle best practice con i principali operatori del settore.

Presso gli impianti nucleari in Slovacchia e in Spagna sono state avviate le attività di ingegneria volte a supportare l'implementazione delle misure di miglioramento individuate durante gli *stress test*. Infine è stato ulteriormente rafforzato il *team* impegnato nelle attività di ingegneria e costruzione delle due unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce.

Nell'ambito dei sistemi di generazione da fonti rinnovabili, l'unità Ricerca è stata impegnata nello studio e nella sperimentazione di nuove tecnologie e soluzioni per migliorare l'integrazione in rete dell'energia prodotta da impianti di generazione distribuita. A completamento di tale obiettivo, è proseguito l'impegno nello studio dei sistemi di accumulo di nuova generazione, finalizzato a ottimizzare gli investimenti e i flussi energetici sulle reti.

Infine, è proseguito lo sviluppo di soluzioni per l'efficienza energetica e i servizi a valore aggiunto per le utenze distribuite, i distretti industriali e il segmento residenziale.

Previsioni

Le priorità strategiche fissate per il Gruppo nel periodo di piano 2014-2018 rispondono al cambiamento atteso dagli scenari di riferimento sia macroeconomici sia del settore energetico. In particolare, i primi continueranno a essere caratterizzati da due velocità: da una parte i Paesi europei che escono lentamente dalla crisi e dall'altra i Paesi emergenti, in particolare quelli dell'America Latina, che confermano tassi di crescita della domanda di energia elettrica ancora elevati.

In tale contesto Enel prevede che le principali linee guida dell'evoluzione dei suddetti scenari saranno le seguenti: (i) i mercati emergenti continueranno a guidare i processi di crescita mondiali; (ii) l'innovazione tecnologica costituirà uno degli elementi rilevanti nell'evoluzione delle tendenze nel settore energetico; (iii) il cliente finale sarà sempre più "consapevole" sia dal punto di vista tecnologico sia dal punto di vista ambientale; (iv) i sistemi regolatori si focalizzeranno sempre di più sulle tematiche ambientali e i costi di sistema.

Nel piano strategico, il Gruppo conferma il ruolo sempre più rilevante dei mercati emergenti, con una politica di investimenti mirata al consolidamento della sua posizione e alla semplificazione della struttura societaria; il settore delle rinnovabili vedrà un importante profilo di crescita con un'attenta selezione delle opportunità di investimento a elevata profittabilità. Un ulteriore fronte di azione è costituito dal mercato *retail*, dall'efficienza energetica e in generale dai servizi a valore aggiunto, settore in cui si evidenziano robuste opportunità di crescita; in tale ambito, così come in quello delle *smart grids*, Enel intende consolidare una posizione di leadership facendo leva sul fondamentale pilastro dell'innovazione tecnologica e su un portafoglio ben bilanciato per diversificazione geografica e tecnologica che garantisce una solida piattaforma su cui basare la futura crescita.

Il Gruppo mantiene, inoltre, una priorità assoluta sull'obiettivo di riduzione del debito e sulla generazione dei flussi di cassa. È proprio sul fronte della massimizzazione dei flussi di cassa che opera il piano di ottimizzazione dei costi operativi, avviato durante il 2013, che ha già consentito l'individuazione di significative opportunità di efficienza con risultati ben superiori alle attese e che continueranno a essere perseguite nei prossimi anni con particolare focalizzazione sui business dei mercati maturi.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti



Sintesi dei risultati



**PRODUZIONE
NETTA
COMPLESSIVA
(TWh)**

Totale **286,1**

Estero
213,2

Italia
72,9

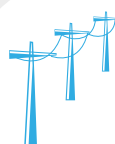


**ENERGIA
ELETTRICA
VENDUTA
(TWh)**

Totale **295,5**

Estero
203,3

Italia
92,2



**ENERGIA
ELETTRICA
TRASPORTATA
(TWh)**

Totale **404,0**

Italia
230,0

Estero
174,0

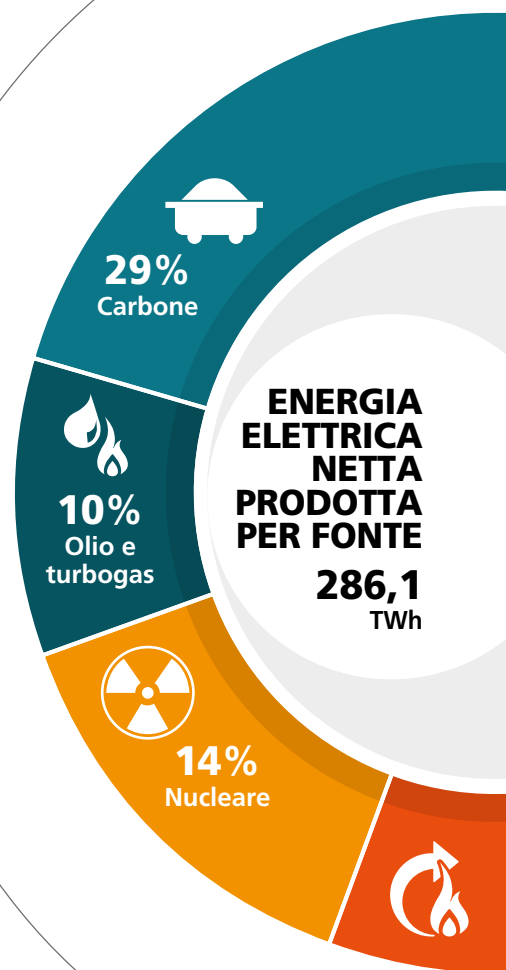


**VENDITE
DI GAS
(miliardi
di m³)**

Totale **8,6**

Estero
4,5

Italia
4,1



DATI ECONOMICI 2013

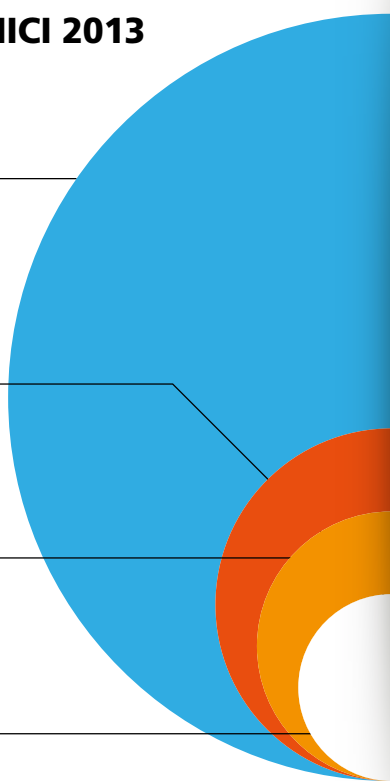
(rispetto al 2012)

Ricavi
80.535 mln €
(-5,2%)

Margine
operativo
lordo
17.011 mln €
(+7,6%)

Risultato
operativo
9.944 mln €
(+46,1%)

Risultato
netto
4.780 mln €



INVESTIMENTI PER SETTORI BUSINESS

5.959
mln €

Internazionale
924 mln €

Iberia
e America Latina
2.181 mln €

Mercato
99 mln €

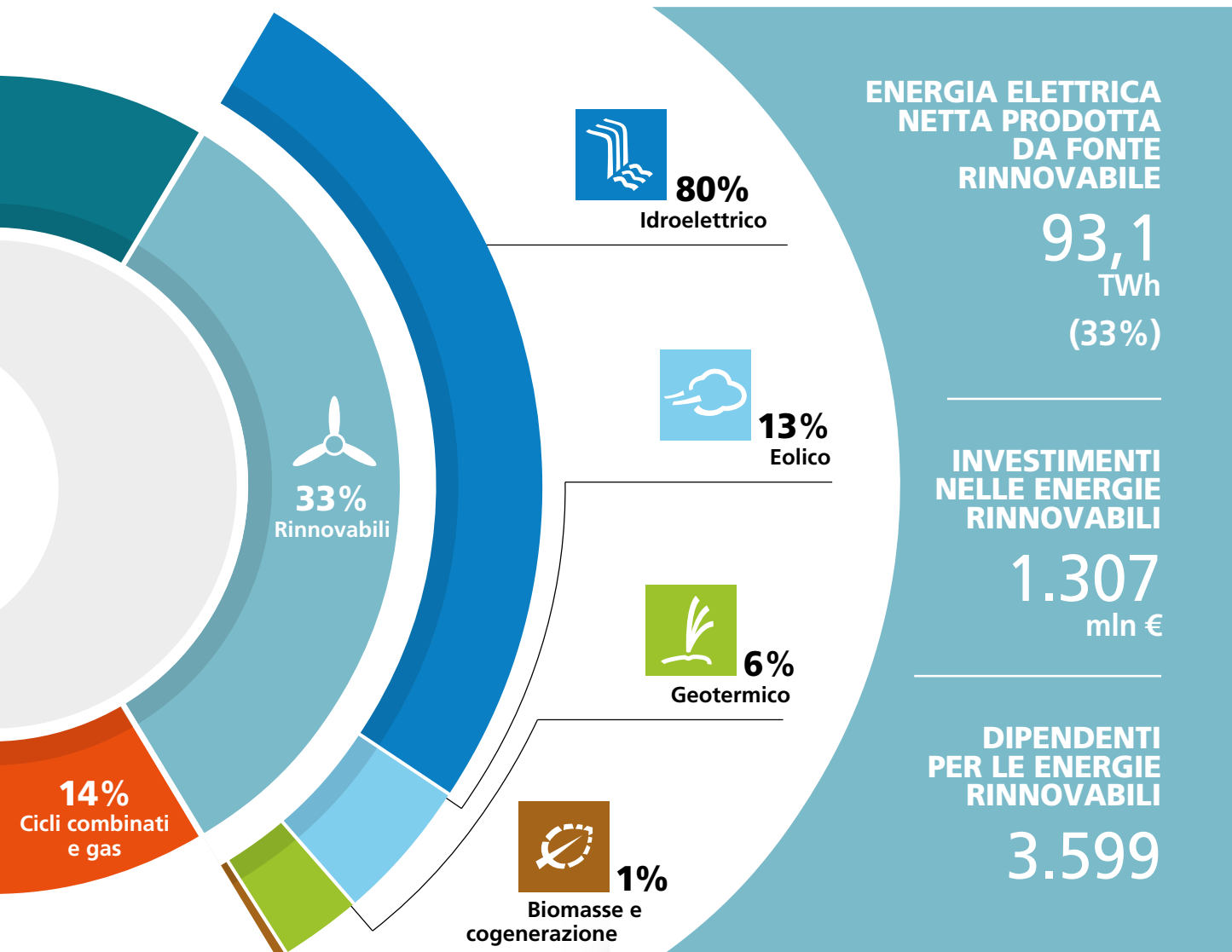
Generazione
ed Energy Management
318 mln €

Infrastrutture e Reti
1.046 mln €

Energie Rinnovabili
1.307 mln €

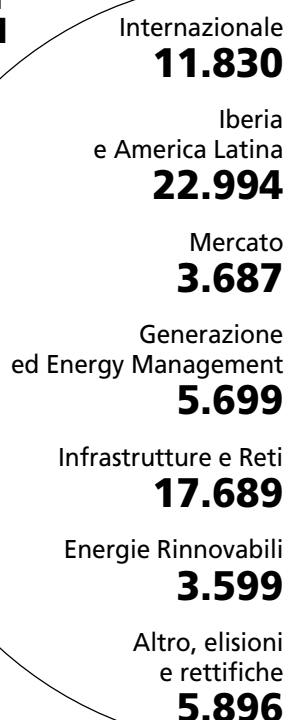
Altro, elisioni
e rettifiche
84 mln €





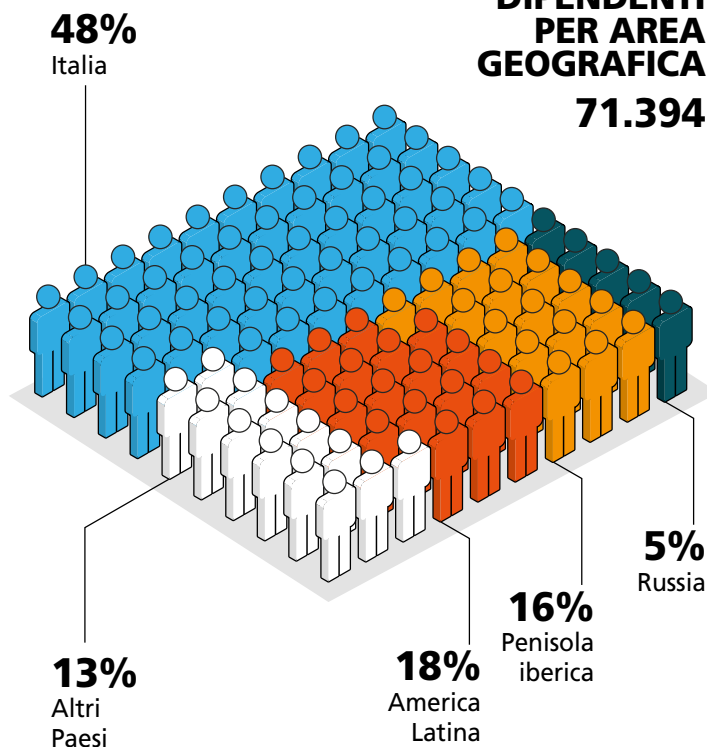
**DIPENDENTI
PER SETTORI
BUSINESS**

71.394



**DIPENDENTI
PER AREA
GEOGRAFICA**

71.394



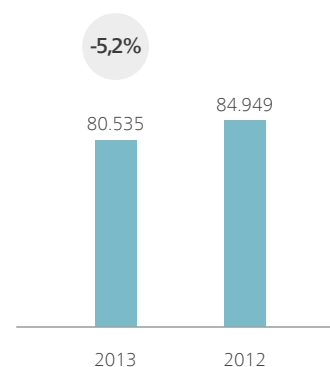


Dati economici

Ricavi

I **ricavi** del del 2013 sono pari a 80.535 milioni di euro, con un decremento pari a 4.414 milioni di euro (-5,2%) rispetto al 2012. La variazione negativa è da riferire sostanzialmente alla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica, connessa essenzialmente alle minori quantità vendute, solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica e da vendita di combustibili. Si segnala che i ricavi del 2013 includono la rilevazione della plusvalenza (pari a 964 milioni di euro) relativa alla cessione della società Artic Russia (e indirettamente della quota da essa detenuta in SeverEnergia, società operante nell'estrazione di idrocarburi in Russia), avvenuta nel quarto trimestre 2013.

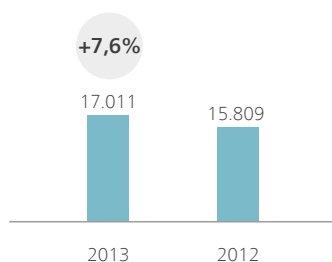
milioni di euro



Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Mercato	16.921	18.351	(1.430)	-7,8%
Generazione ed Energy Management	22.919	25.244	(2.325)	-9,2%
Infrastrutture e Reti	7.698	8.117	(419)	-5,2%
Iberia e America Latina	30.935	34.169	(3.234)	-9,5%
Internazionale	7.737	8.703	(966)	-11,1%
Energie Rinnovabili	2.827	2.696	131	4,9%
Altro, elisioni e rettifiche	(8.502)	(12.331)	3.829	31,1%
Totale	80.535	84.949	(4.414)	-5,2%

milioni di euro



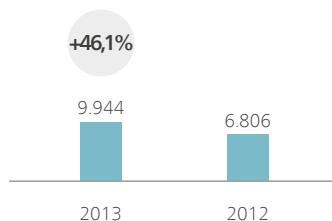
Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** del 2013 è pari a 17.011 milioni di euro, in aumento del 7,6% rispetto al 2012. Si precisa che il margine operativo lordo del 2013 include la sopracitata plusvalenza relativa alla cessione di Artic Russia, mentre il margine operativo lordo del 2012 risente di una rettifica (pari a 929 milioni di euro) effettuata, ai soli fini comparativi, in ottemperanza a quanto previsto dalla nuova versione del principio contabile IAS 19 in fase di prima applicazione. Tale rettifica è riferibile principalmente alla rilevazione degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione assegnato a taluni dipendenti in Italia a fine 2012. Al netto di tali partite, la riduzione del margine operativo lordo è principalmente connessa alla prevista contrazione dei risultati in Spagna e delle attività di generazione da fonte convenzionale in Italia, solo parzialmente compensata dal buon andamento dell'area di business Mercato Italia, della Divisione Energie Rinnovabili e delle attività in America Latina, queste ultime pur in presenza di uno sfavorevole andamento dei tassi di cambio delle valute locali rispetto all'euro.

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Mercato	866	609	257	42,2%
Generazione ed Energy Management	1.176	1.091	85	7,8%
Infrastrutture e Reti	4.008	3.623	385	10,6%
Iberia e America Latina	6.746	7.230	(484)	-6,7%
Internazionale	1.405	1.650	(245)	-14,8%
Energie Rinnovabili	1.788	1.641	147	9,0%
Altro, elisioni e rettifiche	1.022	(35)	1.057	-
Totale	17.011	15.809	1.202	7,6%

milioni di euro



Risultato operativo

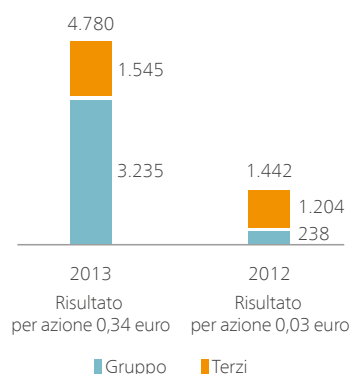
Il **risultato operativo** del 2013 ammonta a 9.944 milioni di euro, con un incremento del 46,1% rispetto al 2012 (6.806 milioni di euro), nonché della sopracitata rettifica effettuata in fase di prima applicazione del nuovo principio contabile IAS 19. La variazione relativa agli ammortamenti e perdite di valore risente degli *impairment* rilevati, nei due esercizi a confronto, sugli avviamenti relativi a talune *cash generating unit* (CGU) (744 milioni di euro nel 2013 e 2.584 milioni di euro nel 2012). In particolare, l'*impairment* rilevato nel 2013 è relativo interamente all'adeguamento di valore di una porzione dell'avviamento iscritto sulla CGU Enel OGK-5, effettuato a seguito dell'ulteriore contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito al perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e alla conseguente contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine nel mercato russo. A tale riguardo, si evidenzia che, già nell'esercizio 2012, al verificarsi dei primi segnali di mutamento dello scenario di settore e di un deterioramento delle condizioni reddituali associate alla predetta CGU, è stata rilevata sul medesimo avviamento una perdita di valore pari a 112 milioni di euro. Inoltre, gli *impairment* rilevati nel 2012 includevano, per 2.392 milioni di euro, la svalutazione di una parte dell'avviamento allocato sulla CGU Endesa-Iberia.

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Mercato	362	103	259	-
Generazione ed Energy Management	554	505	49	9,7%
Infrastrutture e Reti	3.028	2.629	399	15,2%
Iberia e America Latina	3.836	1.675	2.161	-
Internazionale	85	978	(893)	-91,3%
Energie Rinnovabili	1.171	1.081	90	8,3%
Altro, elisioni e rettifiche	908	(165)	1.073	-
Totale	9.944	6.806	3.138	46,1%

Risultato netto

Il **risultato netto del Gruppo** del 2013 ammonta a 3.235 milioni di euro rispetto ai 238 milioni di euro dell'esercizio precedente. L'incremento è sostanzialmente dovuto alla plusvalenza connessa alla cessione di Artic Russia, agli effetti derivanti dalle svalutazioni sugli avviamenti rilevate nei due esercizi a confronto, alla rettifica effettuata in fase di prima applicazione del nuovo IAS 19 (pari a 627 milioni di euro al netto degli effetti fiscali e delle quote di interessenza dei soci minoritari) e al miglioramento della gestione finanziaria.

milioni di euro



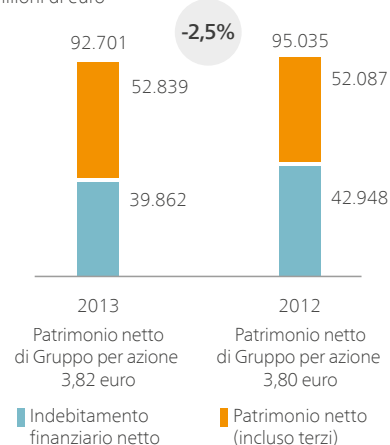
Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto

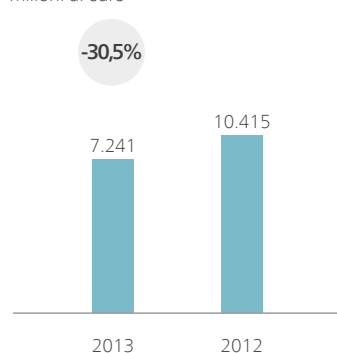
Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 221 milioni di euro, ammonta a 92.701 milioni di euro al 31 dicembre 2013 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.839 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.862 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2013, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,75 (0,82 al 31 dicembre 2012).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 39.862 milioni di euro, registrando un decremento di 3.086 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. In particolare, i flussi di cassa generati dalla gestione operativa, dalle cessioni di taluni asset ritenuti non più strategici per il Gruppo e dall'aumento di capitale effettuato dalla controllata cilena Enersis sono stati solo parzialmente assorbiti dagli investimenti effettuati nel periodo e dal pagamento dei dividendi.

milioni di euro



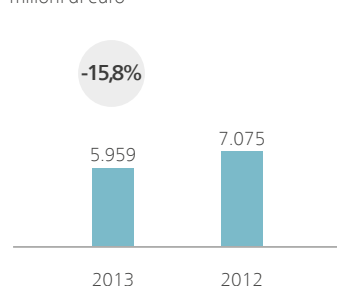
milioni di euro



Cash flow da attività operativa

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2013 è pari a 7.241 milioni di euro, in diminuzione di 3.174 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente.

milioni di euro



Investimenti

Gli **investimenti**, pari a 5.959 milioni di euro nel 2013 (di cui 5.346 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si riducono di 1.116 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012.

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Mercato	99	97	2	2,1%
Generazione ed Energy Management	318	403	(85)	-21,1%
Infrastrutture e Reti	1.046	1.497	(451)	-30,1%
Iberia e America Latina	2.181	2.497 ⁽¹⁾	(316)	-12,7%
Internazionale	924	1.161	(237)	-20,4%
Energie Rinnovabili	1.307 ⁽²⁾	1.257	50	4,0%
Altro, elisioni e rettifiche	84	163 ⁽³⁾	(79)	-48,5%
Totale	5.959	7.075	(1.116)	-15,8%

(1) Il dato del 2012 non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato del 2013 non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato del 2012 non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

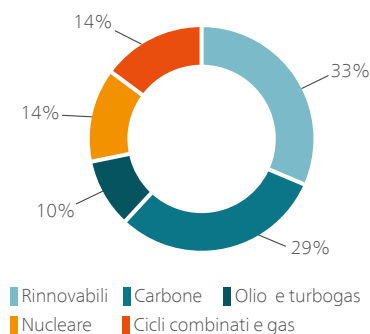
Dati operativi

	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2013			2012		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	72,9	213,2	286,1	74,4	220,4	294,8
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	230,0	174,0	404,0	238,5	175,7	414,2
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	92,2	203,3	295,5	102,3	214,5	316,8
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	4,1	4,5	8,6	4,3	4,4	8,7
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) ⁽²⁾	34.451	36.943	71.394	36.205	37.497	73.702

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

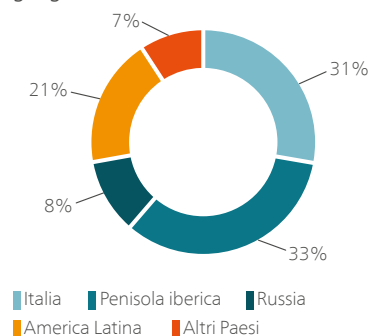
Energia elettrica netta prodotta per fonte (2013)



L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2013 si riduce di 8,7 TWh (-3,0%), legata alla riduzione della produzione realizzata all'estero (-7,2 TWh) e alla contrazione della produzione sul territorio italiano (-1,5 TWh). In particolare, l'incremento dell'energia prodotta da fonte idroelettrica (+6,2 TWh), a seguito della maggiore idraulicità del periodo, e da fonti alternative (+3,3 TWh), conseguente all'entrata in esercizio di nuovi impianti eolici, sono stati più che compensati dalla riduzione della generazione da fonte termoelettrica (-17,4 TWh) e dalla minore generazione da fonte nucleare (-0,8 TWh).

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 404 TWh con un decremento di 10,2 TWh (-2,5%) e risente, sostanzialmente, del calo della domanda di energia elettrica in Italia e Spagna.

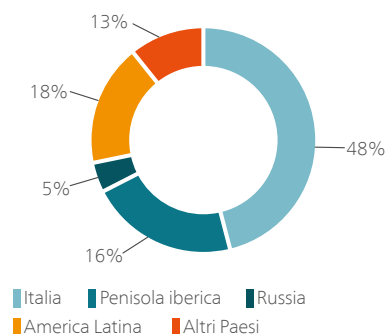
Energia elettrica venduta per area geografica (2013)



L'**energia venduta da Enel** registra un decremento di 21,3 TWh (-6,7%) riferibile, principalmente, ai minori quantitativi venduti in Italia (-10,1 TWh) e nella Penisola iberica (-6,6 TWh) solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite in America Latina (+1,8 TWh).

Al 31 dicembre 2013 i **dipendenti** sono pari a 71.394 unità (73.702 unità a fine 2012). La forza lavoro del Gruppo nel corso del 2013 diminuisce di 2.308 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-2.336 risorse), parzialmente compensato dall'incremento imputabile alla variazione di perimetro connessa sostanzialmente all'acquisizione di PowerCrop (+28 risorse).

Dipendenti per area geografica (al 31 dicembre 2013)



	Dipendenti (n.)	
	2013	2012
Mercato	3.687	3.674
Generazione ed Energy Management	5.699	6.043
Infrastrutture e Reti	17.689	18.632
Iberia e America Latina	22.994	22.807
Internazionale ⁽¹⁾	11.830	12.652
Energie Rinnovabili	3.599	3.512
Altro, elisioni e rettifiche	5.896	6.382
Totale	71.394	73.702

(1) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

Restatement dei dati economici e patrimoniali

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2013 con efficacia retrospettiva, della nuova versione del principio contabile "IAS 19 – 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, è stata eliminata dal Conto economico la quota di ammortamento, pari a 19 milioni di euro, di competenza dell'esercizio 2012 relativa all'eccedenza dal *corridor* così come quantificata nelle valutazioni attuariali effettuate al 31 dicembre 2012. Sono stati rilevati, inoltre, a patrimonio netto di Gruppo gli utili e le perdite attuariali non rilevati in applicazione del predetto metodo, con conseguente rettifica delle rispettive passività per benefici ai dipendenti e delle attività nette a servizio dei programmi del personale iscritte nello Stato patrimoniale;
- > non essendo più consentito il differimento della rilevazione contabile a Conto economico del *past service cost*, la quota non rilevata al 31 dicembre 2012 è stata iscritta a incremento delle passività per benefici ai dipendenti, in contropartita al patrimonio netto per quanto riferibile agli esercizi precedenti e al Conto economico per quanto riguarda la quota di competenza del 2012. In particolare, tale rilevazione a Conto economico ha riguardato per 932 milioni di euro l'iscrizione degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione, assegnato nel corso del 2012 a taluni dipendenti in Italia;
- > in applicazione del nuovo principio, vengono rilevati gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano in sostituzione del rendimento atteso a esse relativo; infine, tali interessi sono presentati non più come proventi finanziari, ma nettati dagli oneri finanziari relativi agli stessi piani.

In tutti i casi, sono stati calcolati gli effetti fiscali teorici e attribuite le quote di pertinenza delle interessenze di terzi.

Inoltre, nel corso del 2013, il Gruppo ha adottato una nuova politica contabile che rientra nel progetto di armonizzazione del trattamento contabile relativo alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica ecc.). Tale nuovo modello si basa sul *business model* delle società coinvolte nel meccanismo di incentivazione dei certificati ambientali e ha prodotto alcune riclassifiche nel Conto economico consolidato.

Infine, per effetto delle allocazioni definitive del prezzo di acquisizione della *pipeline* Kafireas, di Stipa Nayaá e di Eólica Zopiloapan, società operanti nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili, conclusi successivamente al 31 dicembre 2012, sono stati rideterminati i dati patrimoniali a tale data al fine di riflettere l'adeguamento al *fair value* delle attività nette acquisite.

Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 4 del presente Bilancio consolidato. Nelle tabelle seguenti sono evidenziati gli effetti su ricavi, margine operativo lordo e risultato operativo delle varie Divisioni del Gruppo.

Ricavi

Milioni di euro

	2012	Nuova policy certificati ambientali	2012 <i>restated</i>
Mercato	18.351	-	18.351
Generazione ed Energy Management	25.237	7	25.244
Infrastrutture e Reti	8.117	-	8.117
Iberia e America Latina	34.169	-	34.169
Internazionale	8.703	-	8.703
Energie Rinnovabili	2.696	-	2.696
Altro, elisioni e rettifiche	(12.384)	53	(12.331)
Totale	84.889	60	84.949

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2012	Effetto IAS19/R	2012 <i>restated</i>
Mercato	689	(80)	609
Generazione ed Energy Management	1.271	(180)	1.091
Infrastrutture e Reti	4.138	(515)	3.623
Iberia e America Latina	7.212	18	7.230
Internazionale	1.650	-	1.650
Energie Rinnovabili	1.681	(40)	1.641
Altro, elisioni e rettifiche	97	(132)	(35)
Totale	16.738	(929)	15.809

Risultato operativo

Milioni di euro

	2012	Effetto IAS19/R	2012 <i>restated</i>
Mercato	183	(80)	103
Generazione ed Energy Management	685	(180)	505
Infrastrutture e Reti	3.144	(515)	2.629
Iberia e America Latina	1.657	18	1.675
Internazionale	978	-	978
Energie Rinnovabili	1.121	(40)	1.081
Altro, elisioni e rettifiche	(33)	(132)	(165)
Totale	7.735	(929)	6.806

Indicatori di sostenibilità

	2013	2012	2013-2012	
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	94,0	92,6	1,4	1,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%)	39,8	39,9	(0,1)	-0,3%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh _{eq})	391	418	(27)	-6,5%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	46,7	42,4	4,3	10,1%
Indice di frequenza infortuni ⁽¹⁾	1,42	1,98	(0,56)	-28,3%
Indice di gravità infortuni ⁽²⁾	0,07	0,10	(0,03)	-30,0%
Infortuni gravi e mortali Enel	13	15	(2)	-13,3%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici	27	34	(7)	-20,6%
Ore medie di formazione <i>pro capite</i>	39,8	44,8	(5,0)	-11,2%
Violazione accertate del Codice Etico	27	41	(14)	-34,1%

(1) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni (standard INAIL).

(2) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia (standard INAIL).

Il *grado di copertura ISO 14001* è pari al 94,0% al 31 dicembre 2013 (con un incremento dell'1,5% rispetto all'esercizio precedente) della potenza efficiente netta complessiva; la variazione positiva riflette le nuove certificazioni dell'impianto a ciclo combinato di Pego, della centrale diesel di Ibiza, della centrale a ciclo combinato di Marcinelle e dei nuovi parchi eolici di Enel Green Power.

Nel 2013 il *rendimento del parco termoelettrico* si è mantenuto in linea rispetto al 2012.

La *diminuzione dell'emissione specifica di CO₂* è dovuta alla maggiore produzione da fonte rinnovabile.

Nel 2013 il 46,7% della *generazione* di Enel proviene da fonti a *zero emissioni*, segnando un incremento del 10,1% rispetto al 2012. L'incremento percentuale è dovuto sia a un fenomeno congiunturale relativo alla maggiore idraulicità del 2013 rispetto al 2012 e superiore alla media dell'ultimo quinquennio, sia a un fenomeno strutturale legato alla maggiore capacità da fonte rinnovabile installata nel 2013. In particolare, i 940 MW di nuova capacità da fonte rinnovabile installati nel 2013, confermano il nostro impegno verso lo sviluppo della generazione *carbon free*, che proseguirà nei prossimi anni.

Gli *indici di frequenza* e di *gravità* degli infortuni evidenziano una riduzione rispettivamente del 28,3% e del 30,0%

rispetto al 2012, riferibile alle costanti e intense attività di informazione, formazione e sensibilizzazione realizzate, volte a diffondere a tutti i livelli la cultura della sicurezza e a promuovere l'adozione di comportamenti sicuri, e ai costanti interventi per il miglioramento degli standard e dei processi di gestione della salute e sicurezza sul lavoro.

Gli *infortuni gravi e mortali* che hanno coinvolto il personale Enel registrano una riduzione del 13,3% rispetto al 2012, anche se nel 2013 si sono verificati 6 infortuni mortali sul lavoro che hanno interessato personale Enel. Per quel che riguarda gli infortuni gravi e mortali che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici operanti per Enel, si registra una riduzione del 20,6% rispetto al 2012 grazie al costante rafforzamento degli aspetti di salute e sicurezza sul lavoro in tutte le fasi del processo di appalto e gestione delle imprese appaltatrici.

Le *ore medie di formazione pro capite* evidenziano un decremento dell'11,2% dovuto a una focalizzazione più significativa su specifici segmenti della popolazione, pur essendo stati mantenuti alcuni progetti di ampia diffusione.

Per quanto riguarda il *rispetto del Codice Etico*, il numero delle segnalazioni ricevute nel 2013 risulta essere sostanzialmente in linea con quello del 2012, mentre le violazioni evidenziano una riduzione.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzare la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business. 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.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Utile netto ordinario del Gruppo: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica.

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

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli detenuti sino a scadenza (*held to maturity*), degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*fair value through profit or loss*)", dei "Titoli disponibili per la vendita (*available for sale*)", dei "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", dei "Titoli", dei "Crediti finanziari e *cash collateral*"; degli "Altri crediti finanziari";
- > 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 "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

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

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2012

- > acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rock Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2012, del restante 50% di Enel Stoccaggi, società nella quale il Gruppo già deteneva una quota azionaria del 50%. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale (precedentemente consolidata con il metodo proporzionale in virtù del controllo congiunto);
- > acquisizione, in data 27 giugno 2012, dell'ulteriore 50% del capitale sociale di alcune società della pipeline eolica greca Kafireas, precedentemente incluse nel perimetro "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;
- > cessione, in data 2 agosto 2012, dell'intero capitale di Water & Industrial Services Company (Wisco), operante nella depurazione delle acque reflue in Italia;
- > cessione, in data 9 ottobre 2012, dell'intero capitale di Endesa Ireland, società operante nella produzione di energia elettrica;
- > 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.

2013

- > acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro operatore, la società è consolidata con il metodo proporzionale;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse;
- > acquisizione, in data 31 ottobre 2013, del 100% del capitale di Compañía Energética Veracruz, società operante nello sviluppo di impianti idroelettrici in Perù;
- > cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche della quota detenuta da quest'ultima in ServerEnergia;
- > acquisizione, nel mese di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre *business combination*) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2013 escludono (ove non diversamente indicato) i valori relativi alle attività e alle passività possedute per la vendita, concernenti essenzialmente le società Marcinelle Energie e altre minori che, in base allo stato di avanzamento delle trattative per le loro cessioni a soggetti terzi, ricadono nell'applicazione dell'IFRS 5.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Totale ricavi	80.535	84.949	(4.414)	-5,2%
Totale costi	63.146	69.178	(6.032)	-8,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	38	(416)	-
MARGINE OPERATIVO LORDO	17.011	15.809	1.202	7,6%
Ammortamenti e perdite di valore	7.067	9.003	(1.936)	-21,5%
RISULTATO OPERATIVO	9.944	6.806	3.138	46,1%
Proventi finanziari	2.453	2.185	268	12,3%
Oneri finanziari	5.266	5.197	69	1,3%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.813)	(3.012)	199	6,6%
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	86	88	(2)	-2,3%
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	7.217	3.882	3.335	85,9%
Imposte	2.437	2.440	(3)	-0,1%
RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS	4.780	1.442	3.338	-
RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	-	-	-	-
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	4.780	1.442	3.338	-
Quota di interessenza del Gruppo	3.235	238	2.997	-
Quota di interessenza di terzi	1.545	1.204	341	28,3%

Ricavi

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	67.285	71.322	(4.037)	-5,7%
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	4.451	4.402	49	1,1%
Plusvalenze da cessione di attività	944	6	938	-
Rimisurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	21	16	5	31,2%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	7.834	9.203	(1.369)	-14,9%
Totale	80.535	84.949	(4.414)	-5,2%

Nel 2013 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 67.285 milioni di euro, in diminuzione di 4.037 milioni di euro rispetto al 2012 (-5,7%). Tale decremento è da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 3.621 milioni di euro, di cui 2.111 milioni di euro sui mercati regolati e 1.510 milioni di euro sui mercati liberi. Tale decremento è connesso essenzialmente alle minori quantità di energia elettrica vendute a seguito del calo della domanda ed è stato parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica

- all'ingrosso (648 milioni di euro); quest'ultima variazione è riferibile principalmente ai maggiori ricavi da vendita sulle Borse dell'energia elettrica che hanno più che compensato le minori vendite realizzate con contratti bilaterali stipulati dalla società di generazione;
- > diminuzione dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 1.243 milioni di euro, a fronte dei minori volumi intermediati;
- > minori ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 401 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori ricavi derivanti dalle attività di generazione nell'area extrapennin-

colare spagnola, che risentono negativamente oltre che delle minori quantità prodotte anche degli effetti derivanti dall'entrata in vigore, a partire dal secondo semestre 2012, del Regio Decreto Legge n. 20/2012;

- > incremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 580 milioni di euro, sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia per conto di altri operatori.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** sono pari a 4.451 milioni di euro e risultano in crescita di 49 milioni di euro (1,1%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento risente essenzialmente sia dell'incremento delle quantità vendute, sia dell'aumento dei prezzi medi di vendita in Spagna e Portogallo dovuto al cambiamento dello scenario energetico internazionale e alla rivisitazione di alcune componenti tariffarie.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2013 a 944 milioni di euro e accolgono prevalentemente i proventi derivanti dalla cessione di Artic Russia e, indirettamente, della quota detenuta in SeverEnergia (964 milioni di euro), e del 51% di Buffalo Dunes Wind Project (20 milioni di euro). Tali componenti positive sono state parzialmente compensate da una rettifica parziale (43 milioni di euro) del risultato della cessione di taluni asset di generazione da fonte rinnovabile ad Acciona, avvenuta nel corso del 2009 nell'ambito dell'operazione di acquisizione da parte di Enel dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa.

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 21 milioni di euro nel 2013 (16 milioni di euro nel 2012) e si riferiscono alla rimisurazione al *fair value* delle attività nette di residua pertinenza del

Gruppo (pari al 49% della società), dopo la perdita del controllo di Buffalo Dunes Wind Project, in base a quanto disposto dall'IFRS 3/R. Nell'esercizio 2012 tali proventi erano riferiti per 11 milioni di euro a Trade Wind Energy, per 4 milioni di euro a Sociedad Eólica de Los Lances e per 1 milione di euro a Enel Stocaggi. In tutti questi ultimi tre casi, il provento si riferisce alla rimisurazione delle attività nette già possedute dal Gruppo antecedentemente all'acquisto di ulteriori quote che hanno determinato il pieno controllo delle società.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi** diversi si attestano nel 2013 a 7.834 milioni di euro (9.203 milioni di euro nel 2012) evidenziando un decremento di 1.369 milioni di euro (-14,9%) rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei ricavi per vendita di altri beni per 1.651 milioni di euro, dovuto principalmente alla riduzione delle attività di intermediazione su diritti di emissione di CO₂ e altri certificati ambientali;
- > riconoscimento nell'esercizio 2012 di un contributo pari a 615 milioni di euro, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana (Delibera n. 157/12), relativamente al diritto al rimborso degli oneri sostenuti dal Gruppo a seguito della soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE), avvenuta a partire dal 1° gennaio 2000;
- > riconoscimento nel corso del 2013 alla società di distribuzione argentina Edesur di un contributo governativo, pari a 381 milioni di euro, concesso con la *Resolución* n. 250/13 e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos*;
- > maggiori vendite di combustibili per *trading* per 696 milioni di euro, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesse ai maggiori volumi intermediati in Italia.

Costi

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Acquisto di energia elettrica	28.297	30.080	(1.783)	-5,9%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	6.883	8.653	(1.770)	-20,5%
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	5.096	4.840	256	5,3%
Materiali	1.577	3.123	(1.546)	-49,5%
Costo del personale	4.596	5.789	(1.193)	-20,6%
Servizi e godimento beni di terzi	15.310	15.666	(356)	-2,3%
Altri costi operativi	2.837	2.774	63	2,3%
Costi capitalizzati	(1.450)	(1.747)	297	-17,0%
Totale	63.146	69.178	(6.032)	-8,7%

I costi per **acquisto di energia elettrica**, pari a 28.297 milioni di euro, registrano un decremento nel 2013 di 1.783 milioni di euro (-5,9%). Tale decremento è riferibile essenzialmente all'effetto combinato dei minori costi per acquisti di energia elettrica effettuati mediante contratti bilaterali per 1.166 milioni di euro e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri per 1.228 milioni di euro, connessi essenzialmente al decremento della domanda. Tali effetti sono stati in parte controbilanciati dai maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 608 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2013 sono pari a 6.883 milioni di euro, registrando un decremento di 1.770 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (-20,5%). Tale decremento risente sia dei minori volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica sia del miglioramento del mix di combustibile consumato, associato al minor prezzo unitario delle materie prime.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 5.096 milioni di euro, registrando un incremento di 256 milioni di euro (5,3%) rispetto all'esercizio 2012. Tale variazione è sostanzialmente riferibile alla *commodity* gas e all'andamento del relativo prezzo medio di acquisto correlato all'evoluzione delle quotazioni dei prodotti petroliferi.

I costi per **materiali**, pari a 1.577 milioni di euro nel 2013, registrano un decremento di 1.546 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012 principalmente per effetto dei minori costi di approvvigionamento per diritti di emissione CO₂ e certificati ambientali.

Il **costo del personale** del 2013 è pari a 4.596 milioni di euro, registrando un decremento di 1.193 milioni di euro (-20,6%) rispetto al precedente esercizio.

In particolare, tale variazione risente della rilevazione nel Conto economico 2012, per effetto anche del *restatement* effettuato ai soli fini comparativi in fase di prima applicazione dello IAS 19 *Revised*, degli oneri, pari a 970 milioni di euro, relativi al piano di accompagnamento graduale alla pensione assegnato a taluni dipendenti in Italia a fine 2012, nonché dei minori costi del personale associati alla riduzione delle consistenze medie dell'esercizio. Si evidenzia, inoltre, che nell'esercizio 2013 gli accordi siglati in data 6 settembre 2013, in esecuzione dell'Accordo quadro del 9 maggio 2013 finalizzato alla regolamentazione delle modalità applicative dell'art. 4,

commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), hanno comportato la rilevazione di oneri netti per 858 milioni di euro (tenuto conto del parziale rilascio, per complessivi 38 milioni di euro, di talune passività relative ad altri benefici precedentemente assegnati agli stessi dipendenti). Tali oneri sono stati, tuttavia, pienamente compensati dagli effetti positivi, pari complessivamente a 1.028 milioni di euro, connessi alla cessazione del citato piano di accompagnamento graduale alla pensione, disposta dopo aver constatato l'assoluta assenza di adesioni al piano stesso e che un numero significativo degli aventi diritto al piano di accompagnamento aveva aderito ai citati accordi ex art. 4, presentando questi ultimi migliori condizioni economiche e normative che di fatto hanno reso non più attrattivo il piano stesso.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013 è pari a 71.394 dipendenti (73.702 al 31 dicembre 2012) di cui circa il 52% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2013 diminuisce di 2.308 risorse per effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-2.336 risorse) e della variazione di perimetro riferita sostanzialmente all'acquisizione di PowerCrop (28 risorse). Al 31 dicembre 2013, il numero delle risorse associato al perimetro delle attività posseduto per la vendita, riferito alla società belga Marcinelle Energie, è pari a 37 unità.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2012 è pertanto sintetizzabile come di seguito evidenziato.

Consistenza al 31 dicembre 2012	73.702
Variazioni di perimetro	28
Assunzioni	2.612
Cessazioni	(4.948)
Consistenza al 31 dicembre 2013 ⁽¹⁾	71.394

(1) Include 37 unità riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita" (37 unità al 31 dicembre 2012).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2013 ammontano a 15.310 milioni di euro, registrando un decremento di 356 milioni di euro (-2,3%) rispetto all'esercizio 2012. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai minori costi per vettoriamenti passivi di energia elettrica (218 milioni di euro), conseguenti al decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera, nonché ai minori oneri di funzionamento dei sistemi elettrici (93 milioni di euro), tra cui i corrispettivi per diritti di utilizzo della capacità di trasporto verso il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2013 ammontano a 2.837 milioni di euro, registrando un incremento di 63 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (2,3%). In particolare, tale incremento si riferisce principalmente alle maggiori imposte e tasse del periodo sostanzialmente correlate alle imposte sulle emissioni inquinanti introdotte in Spagna dalla Legge n. 15/2012, e ai maggiori costi connessi agli oneri per emissioni inquinanti in gran parte compensati dalla riduzione degli accantonamenti ai fondi rischi e oneri (383 milioni di euro).

Nell'esercizio 2013 i **costi capitalizzati** ammontano a 1.450 milioni di euro (1.747 milioni di euro nel 2012), con un decremento principalmente riferibile alla riduzione degli investimenti realizzati.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono negativi per 378 milioni di euro nel 2013 (positivi per 38 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2013 si riferisce per 264 milioni di euro agli oneri netti realizzati nell'esercizio (219 milioni di euro di proventi netti nel 2012) e agli oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio per 114 milioni di euro (181 milioni di euro nel 2012).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono pari a 7.067 milioni di euro, registrando un decremento di 1.936 milioni di euro (-21,5%). Tale decremento è riferibile a minori perdite di valore su attività, al netto di eventuali ripristini, per 1.817 milioni di euro, e a minori ammortamenti per 187 milioni di euro, parzialmente compensati da maggiori adeguamenti netti sul valore dei crediti per 68 milioni di euro. In particolare, il decremento delle perdite di valore è riferibile essenzialmente agli *impairment* rilevati nei due esercizi a confronto sugli avviamenti iscritti in bilancio.

A tale proposito si evidenzia che nell'esercizio 2012 sono state rilevate perdite di valore, al netto di eventuali ripristini, per complessivi 2.819 milioni di euro riferibili essenzialmente agli *impairment* rilevati sugli avviamenti iscritti sulle *cash generating unit* Endesa-Iberia (per 2.392 milioni di euro), Enel OGK-5 (per 112 milioni di euro) e Endesa Ireland (per 67 milioni di euro), nonché all'adeguamento al loro presumibile valore di realizzo delle attività nette riferite a Marcinelle Energie (per 145 milioni di euro). Le perdite di valore registrate nel 2013 ammontano a 1.002 milioni di euro e includono, per un importo pari a 744 milioni di euro, la svalutazione parziale dell'avviamento iscritto sulla *cash generating unit* Enel OGK-5.

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2013 si attesta a 9.944 milioni di euro, registrando un incremento di 3.138 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (46,1%), tenuto conto dei minori ammortamenti e perdite di valore commentate precedentemente.

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2013 sono pari a 2.813 milioni di euro, con un decremento di 199 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (3.012 milioni di euro). Il decremento è principalmente riferibile ai minori oneri finanziari da attualizzazione fondi per benefici al personale e all'impatto positivo delle differenze cambio, i cui effetti sono parzialmente compensati dai minori proventi da partecipazione che nel 2012 includevano la plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione Terna, nonché dai maggiori oneri netti su operazioni in derivati.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2013 è positiva per complessivi 86 milioni di euro, con un andamento sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente.

Le **imposte** dell'esercizio 2013 ammontano a 2.437 milioni di euro (2.440 milioni di euro nel 2012) con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 33,8% a fronte di un'incidenza del 62,9% nell'esercizio 2012. In particolare, la differente incidenza fiscale 2013 risente della rilevazione nel 2012 delle citate perdite di valore sugli avviamenti iscritti a cui non è associabile un corrispondente beneficio fiscale e dell'effetto delle maggiori plusvalenze sostanzialmente esenti rilevate nel 2013.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	2013-2012	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	99.445	103.399	(3.954)	-3,8%
- avviamento	15.015	15.910	(895)	-5,6%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	647	1.115	(468)	-42,0%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.236)	(962)	(274)	28,5%
Totale	113.871	119.462	(5.591)	-4,7%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	11.533	11.719	(186)	-1,6%
- rimanenze	3.586	3.338	248	7,4%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.567)	(2.435)	(132)	5,4%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.530)	(5.295)	765	-14,4%
- debiti commerciali	(13.004)	(13.903)	899	-6,5%
Totale	(4.982)	(6.576)	1.594	24,2%
Capitale investito lordo	108.889	112.886	(3.997)	-3,5%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.696)	(4.542)	846	-18,6%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(12.713)	(13.618)	905	-6,6%
Totale	(16.409)	(18.160)	1.751	9,6%
Attività nette possedute per la vendita	221	309	(88)	-28,5%
Capitale investito netto	92.701	95.035	(2.334)	-2,5%
Patrimonio netto complessivo	52.839	52.087	752	1,4%
Indebitamento finanziario netto	39.862	42.948	(3.086)	-7,2%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2013 a 99.445 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 3.954 milioni di euro. Tale decremento è originato essenzialmente dagli ammortamenti e perdite di valore rilevate nell'esercizio (5.632 milioni di euro) e dalle differenze cambio del periodo (negative per 3.970 milioni di euro), i cui effetti sono parzialmente compensati dagli investimenti dell'esercizio (5.959 milioni di euro) e dalle variazioni del perimetro di consolidamento (593 milioni di euro), queste ultime prevalentemente riferibili alle acquisizioni di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili negli Stati Uniti.

L'*avviamento*, pari a 15.015 milioni di euro, presenta un decremento di 895 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. La riduzione è riferibile principalmente alla perdita di valore rilevata sull'avviamento iscritto sulla *cash generating unit* (CGU) Enel OGG-5 (744 milioni di euro) e agli effetti complessivamente negativi derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro e in particolare di quelli iscritti sulle CGU riferibili alle acquisizioni in Russia. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla rilevazione, per alcuni in via provvisoria, dei *goodwill* connessi all'acquisizione del controllo di alcune

società minori della Divisione Energie Rinnovabili.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 647 milioni di euro, in diminuzione di 468 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. Tale decremento risente della cessione avvenuta nel corso del quarto trimestre 2013 delle partecipazioni detenute in SeverEnergia ed Enel Rete Gas (395 milioni di euro) dopo la loro riclassifica tra le attività possedute per la vendita.

Il saldo negativo delle *altre attività/passività non correnti nette* al 31 dicembre 2013 è pari a 1.236 milioni di euro, con un incremento di 274 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 (negativo per 962 milioni di euro). Tale variazione è imputabile ai seguenti fattori:

- > incremento, pari a 196 milioni di euro, del saldo negativo tra le attività e le passività finanziarie non correnti principalmente per effetto dell'adeguamento al *fair value* delle partecipazioni detenute in Echelon e Bayan Resources (-54 milioni di euro) e degli strumenti finanziari derivati (-213 milioni di euro). In particolare, tale ultima variazione risente dell'incremento delle attività nette relative a derivati di *cash flow hedge* su tassi, il cui effetto è più che compensato dal decremento del *fair value* netto degli analoghi strumenti di copertura su cambi. Tali

effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei risconti attivi finanziari (70 milioni di euro);

- > incremento, pari a 78 milioni di euro, del saldo negativo tra le attività e le altre passività non correnti, principalmente correlato all'aumento dei debiti tributari diversi dovuto alle maggiori imposte sulle emissioni inquinanti registrate in Spagna a seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 15/2012.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 4.982 milioni di euro al 31 dicembre 2013 con un incremento di 1.594 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali*, pari a 186 milioni di euro, sostanzialmente correlabile all'andamento delle vendite;
- > crescita delle *rimanenze*, pari a 248 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle maggiori quantità di certificati verdi e ambientali in giacenza, che ha più che compensato la riduzione delle giacenze di gas e degli altri combustibili a seguito del calo della produzione;
- > decremento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati* pari a 132 milioni di euro, conseguente all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia;
- > incremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 765 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento di 522 milioni di euro dei crediti netti per imposte sul reddito; tale andamento è sostanzialmente correlabile ai pagamenti di imposte sul reddito per 2.606 milioni di euro, parzialmente compensati dalla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli esercizi precedenti) pari a 2.280 milioni di euro;
 - maggiori attività correnti nette per 143 milioni di euro, da riferire alla variazione dei crediti per contributi da ricevere relativi ai certificati verdi per 142 milioni di euro e degli altri crediti e debiti per complessivi 395 milioni di euro principalmente riferibili al credito relativo al contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur con la *Resolución* n. 250/13, inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos*. Tale effetto è stato in parte compensato dai minori crediti tributari netti diversi dalle imposte correnti sul reddito per 394 milioni di euro, riferibili essenzialmente all'Imposta sul Valore Aggiunto in Italia e alle imposte erariali e addizionali sul consumo di energia elettrica e gas;
 - maggiori attività finanziarie correnti nette per 76 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla variazione positiva, per 60 milioni di euro, del *fair value* su strumenti derivati;
- > diminuzione dei *debiti commerciali*, pari a 899 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 16.409 milioni di euro, registrano un decremento di 1.751 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre ai seguenti fattori:

- > decremento del fondo TFR e degli altri benefici relativi al personale per 846 milioni di euro, principalmente per effetto 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 commi 1-7 *ter* della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), presentando questi ultimi migliori condizioni economiche e normative che di fatto hanno reso non più attrattivo il piano stesso;
- > decremento dei fondi rischi e oneri per 601 milioni di euro; tale variazione risente essenzialmente della riduzione netta del fondo per *decommissioning* nucleare sugli impianti slovacchi e spagnoli connessa, per questi ultimi, alla rimisurazione della passività a seguito dei recenti interventi regolatori in Spagna, parzialmente compensata dall'aumento del fondo incentivazione all'esodo. Tale ultimo aumento risente della rilevazione della passività associata all'applicazione degli accordi aziendali sindacali siglati nel mese di settembre 2013 in esecuzione dell'Accordo quadro del 9 maggio 2013, finalizzato alla regolamentazione delle modalità applicative della sopracitata legge n. 92/2012, i cui effetti sono parzialmente compensati dagli utilizzi relativi essenzialmente al piano di esodo incentivato delle società in Spagna;
- > diminuzione della passività per imposte differite nette per 304 milioni di euro, relativa principalmente alla quota rilasciata a Conto economico e alle differenze cambio sulle passività fiscali differite nette riferite alle società aventi valuta diversa dall'euro.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 221 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (309 milioni di euro al 31 dicembre 2012), includono le attività nette della società Marcinelle Energie e altre attività nette riferibili a società minori che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2013 è pari a 92.701 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.839 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.862 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2013, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,75 (0,82 al 31 dicembre 2012).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	al 31.12.203	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.287	13.282	(4.995)	-37,6%
- obbligazioni e <i>preference share</i>	41.483	41.509	(26)	-0,1%
- debiti verso altri finanziatori	1.343	1.168	175	15,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>51.113</i>	<i>55.959</i>	<i>(4.846)</i>	<i>-8,7%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.951)	(3.576)	(1.375)	-38,5%
Indebitamento netto a lungo termine	46.162	52.383	(6.221)	-11,9%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.788	714	1.074	-
- altri finanziamenti a breve verso banche	150	283	(133)	-47,0%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.938</i>	<i>997</i>	<i>941</i>	<i>94,4%</i>
Obbligazioni e <i>preference share</i> (quota a breve)	2.649	3.115	(466)	-15,0%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	253	228	25	11,0%
<i>Commercial paper</i>	<i>2.202</i>	<i>2.914</i>	<i>(712)</i>	<i>-24,4%</i>
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	<i>119</i>	<i>691</i>	<i>(572)</i>	<i>-82,8%</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	58	82	(24)	-29,3%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>5.281</i>	<i>7.030</i>	<i>(1.749)</i>	<i>-24,9%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(2.977)	(5.318)	2.341	44,0%
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(263)	(288)	25	8,7%
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(1.720)	(1.402)	(318)	-22,7%
Altri crediti finanziari a breve termine	(512)	(521)	9	1,7%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.047)	(9.933)	1.886	19,0%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.519)</i>	<i>(17.462)</i>	<i>3.943</i>	<i>22,6%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(6.300)	(9.435)	3.135	33,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	39.862	42.948	(3.086)	-7,2%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	(10)	(10)	-	

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 39.862 milioni di euro al 31 dicembre 2013, subisce un decremento di 3.086 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012: in particolare, il decremento di 6.221 milioni di euro dell'**indebitamento netto a lungo termine** è stato parzialmente compensato da un incremento dell'indebitamento netto a breve termine per 3.135 milioni di euro.

In particolare, i *finanziamenti bancari* a lungo termine, pari a 8.287 milioni di euro, evidenziano un decremento (4.995 milioni di euro) principalmente dovuto:

- > al minor utilizzo delle linee di credito *revolving* a lungo termine (per 341 milioni di euro da parte di Endesa, per 100 milioni di euro da parte di Enel SpA);
- > alla riclassifica nella quota corrente per 650 milioni di euro da parte di Slovenské elektrárne;
- > al rimborso anticipato della *Credit Facility* del 2009 per 610 milioni di euro (valore nozionale pari a 617 milioni di euro), in scadenza nel 2014, di Enel SpA ed Enel Finance International;
- > al rimborso anticipato di linee di credito per 345 milioni di euro (valore nozionale pari a 350 milioni di euro), in sca-

denza nel 2017 da parte di Enel Finance International;
> al rimborso anticipato della *Credit Facility* del 2012 per 3.167 milioni di euro (valore nozionale pari a 3.200 milioni di euro), in scadenza nel 2017 da parte di Enel Finance International.

Tali effetti sono parzialmente compensati dal tiraggio dei finanziamenti di Enel Green Power Latin America per 217 milioni di euro, dei finanziamenti BEI di Enel Distribuzione per 270 milioni di euro e di Enel Green Power International per 170 milioni di euro.

La linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, non risulta essere utilizzata al 31 dicembre 2013. Si segnala, inoltre, che alla stessa data non risultano utilizzati sulle linee di credito *committed* stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International.

Le *obbligazioni e preference share*, pari a 41.483 milioni di euro registrano un decremento di 26 milioni di euro rispetto a fine 2012, principalmente per effetto delle emissioni di *private placement* per un controvalore di 479 milioni di euro da parte di Enel Finance International e delle emissioni dei seguenti strumenti finanziari ibridi emessi da Enel SpA:

- > 1.250 milioni di euro a tasso fisso 6,50%, con scadenza 10 gennaio 2074 con opzione *call* al 10 gennaio 2019;
- > 400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 7,75%, con scadenza 10 settembre 2075 con opzione *call* al 10 settembre 2020;
- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 8,75%, con scadenza 24 settembre 2073 con opzione *call* al 24 settembre 2023.

Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riclassifica nella parte a breve delle quote correnti riferite a un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2007 pari a 1.000 milioni di euro, al prestito obbligazionario emesso da Enel Finance International nel 2009 pari a 1.250 milioni di dollari statunitensi e a prestiti obbligazionari emessi da Endesa pari a 586 milioni di euro.

L'indebitamento netto a breve termine evidenzia un saldo positivo di 6.300 milioni di euro al 31 dicembre 2013 e registra un incremento di 3.135 milioni di euro rispetto a fine 2012, quale risultante di un incremento dei debiti bancari a breve termine per 941 milioni di euro (connesso essenzialmente a un incremento della quota a breve di linee di credito e finanziamenti bancari per un valore pari a circa 1.074 milioni di euro), delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 3.943 milioni di euro e del decremento

dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 1.749 milioni di euro.

Si evidenzia, inoltre, che le *commercial paper* includono le emissioni effettuate in capo a Enel Finance International ed Endesa Latinoamérica, Endesa Capital per complessivi 2.202 milioni di euro. Infine, la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 1.720 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 119 milioni di euro.

Le *disponibilità e crediti finanziari a breve termine*, pari a 13.519 milioni di euro, subiscono un decremento di 3.943 milioni di euro rispetto a fine 2012, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 1.886 milioni di euro e della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine per 2.341 milioni di euro.

Tra le operazioni rilevanti effettuate nel corso del 2013 si evidenzia la rinegoziazione in data 15 gennaio 2013, da parte di Enel SpA, di una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza nel 2014, la stipula in data 8 febbraio 2013 da parte di Enel SpA ed Enel Finance International di una linea di credito *revolving forward starting* dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro in scadenza nell'aprile 2018, che andrà a sostituire l'attuale linea di credito *revolving* da complessivi 10 miliardi di euro, a decorrere dalla data di scadenza di quest'ultima, prevista contrattualmente nel 2015, l'estinzione anticipata in data 18 luglio 2013 da parte di Enel SpA di una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza nel 2014 e la rinegoziazione di una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 800 milioni di euro nelle seguenti *tranche*: 400 milioni di euro con scadenza nel 2015 e 400 milioni di euro con scadenza nel 2016.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽¹⁾	9.933	7.072	2.861
Cash flow da attività operativa	7.241	10.415	(3.174)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(4.147)	(6.588)	2.441
Cash flow da attività di finanziamento	(4.544)	(995)	(3.549)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(426)	29	(455)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾	8.057	9.933	(1.876)

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.891 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (7.015 milioni di euro al 1° gennaio 2012), "Titoli a breve" pari a 42 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (52 milioni di euro al 1° gennaio 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" non presenti al 1° gennaio 2013 (5 milioni di euro al 1° gennaio 2012).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.030 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (9.891 milioni di euro al 31 dicembre 2012), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (42 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (non presenti al 31 dicembre 2012).

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2013 è pari a 7.241 milioni di euro, in decremento di 3.174 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente in conseguenza del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto che è stato solo in parte compensato dal miglioramento rilevato nel risultato operativo.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nell'esercizio 2013 ha assorbito liquidità per 4.147 milioni di euro contro i 6.588 milioni di euro nel 2012.

Il fabbisogno connesso agli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 5.960 milioni di euro, si riduce di 1.189 milioni di euro risentendo della politica selettiva degli investimenti da effettuare, mentre la cassa assorbe dagli investimenti in imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammonta a 210 milioni di euro, in aumento di 28 milioni di euro. In particolare, gli investimenti in imprese e rami di imprese nel periodo si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile, all'acquisizione del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse, all'acquisizione dell'ulteriore quota del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind Project, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%, nonché di altre acquisizioni minori.

Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di cassa di 1.409 milioni di euro

(in aumento di 1.021 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente risentendo del piano di dismissioni annunciato al mercato) riferito alla cessione della partecipazione posseduta al 40% nella società Artic Russia e del 51% del capitale di Buffalo Dunes Wind Project.

Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento, pari a 614 milioni di euro, è essenzialmente correlato alla cessione delle quote di partecipazione non strategiche detenute nelle società Medgaz, Enel Rete Gas, Endesa Gas T&D e ad altre dismissioni minori.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 4.544 milioni di euro rispetto ai 995 milioni di euro dell'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente dei rimborsi di finanziamenti effettuati, che hanno compensato gli effetti dell'aumento di capitale della società controllata cilena Enersis versato per cassa dai soci minoritari e dell'emissione di strumenti finanziari ibridi.

L'apporto del *cash flow da attività operativa* per 7.241 milioni di euro ha, pertanto, consentito di far fronte, nel corso del 2013, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di finanziamento pari a 4.544 milioni di euro e dall'attività di investimento per 4.147 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2013 risultano pari a 8.057 milioni di euro a fronte di 9.933 milioni di euro di fine 2012 (di cui disponibilità liquide delle Attività nette possedute per la vendita pari a 10 milioni di euro). Tale variazione negativa risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi pari a 426 milioni di euro.

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi

messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo citato in precedenza.

Risultati per area di attività del 2013 e del 2012

Risultati 2013 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.699	18.878	3.669	30.825	7.103	2.337	1.024	80.535
Ricavi intersettoriali	222	4.041	4.029	110	634	490	(9.526)	-
Totale ricavi	16.921	22.919	7.698	30.935	7.737	2.827	(8.502)	80.535
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
Margine operativo lordo	866	1.176	4.008	6.746	1.405	1.788	1.022	17.011
Ammortamenti e perdite di valore	504	622	980	2.910	1.320	617	114	7.067
Risultato operativo	362	554	3.028	3.836	85	1.171	908	9.944
Investimenti	99	318	1.046	2.181	924	1.307 ⁽²⁾	84	5.959

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2012 *restated* ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.170	18.869	3.820	33.708	8.015	2.264	103	84.949
Ricavi intersettoriali	181	6.375	4.297	461	688	432	(12.434)	-
Totale ricavi	18.351	25.244	8.117	34.169	8.703	2.696	(12.331)	84.949
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	17	131	-	(161)	57	(6)	-	38
Margine operativo lordo	609	1.091	3.623	7.230	1.650	1.641	(35)	15.809
Ammortamenti e perdite di valore	506	586	994	5.555	672	560	130	9.003
Risultato operativo	103	505	2.629	1.675	978	1.081	(165)	6.806
Investimenti	97	403	1.497	2.497 ⁽³⁾	1.161	1.257	163 ⁽⁴⁾	7.075

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del trattamento contabile dei "benefici ai dipendenti - IAS 19/R", nonché della *policy* contabile utilizzata per i certificati ambientali.

(3) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	2013	2012	2013-2012	
Mercato libero:				
- clienti <i>mass market</i>	25.913	26.011	(98)	-0,4%
- clienti business ⁽¹⁾	9.265	13.258	(3.993)	-30,1%
- clienti in regime di salvaguardia	1.721	2.020	(299)	-14,8%
Totale mercato libero	36.899	41.289	(4.390)	-10,6%
Mercato regolato (clienti in regime di maggior tutela)				
	54.827	60.328	(5.501)	-9,1%
TOTALE	91.726	101.617	(9.891)	-9,7%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).

Numero medio clienti

	2013	2012	2013-2012	
Mercato libero:				
- clienti <i>mass market</i>	4.693.080	4.045.330	647.750	16,0%
- clienti business ⁽¹⁾	38.566	45.640	(7.074)	-15,5%
- clienti in regime di salvaguardia	37.558	41.832	(4.274)	-10,2%
Totale mercato libero	4.769.204	4.132.802	636.402	15,4%
Mercato regolato (clienti in regime di maggior tutela)				
	23.050.677	23.899.698	(849.021)	-3,6%
TOTALE	27.819.881	28.032.500	(212.619)	-0,8%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).

L'energia venduta nel 2013 è pari a 91.726 milioni di kWh, in diminuzione di 9.891 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. In particolare tale decremento, comune a tutte le

tipologie di clientela, riflette sia il peggioramento del quadro macroeconomico in Italia, sia il continuo passaggio al mercato libero di clienti precedentemente serviti in regime regolato.

Clienti e vendite di gas naturale

	2013	2012	2013-2012	
Vendita di gas naturale (milioni di m³)				
- Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	3.394	3.440	(46)	-1,3%
- Clienti business	707	902	(195)	-21,6%
Totale vendite	4.101	4.342	(241)	-5,6%
Numero medio clienti	3.245.996	3.158.532	87.464	2,8%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel 2013 è pari a 4.101 milioni di metri cubi, con un decremento di 241 milioni di metri cubi (pari al 5,6%) rispetto all'esercizio precedente, che si riferisce a tutte le tipologie di

clienti e riflette, principalmente, il contesto economico negativo in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ricavi	16.921	18.351	(1.430)	-7,8%
<i>Margine operativo lordo</i>	866	609	257	42,2%
Risultato operativo	362	103	259	-
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.687	3.674	13	0,4%
Investimenti	99	97	2	2,1%

I **ricavi** del 2013 ammontano a 16.921 milioni di euro, registrando un decremento di 1.430 milioni di euro rispetto al 2012 (-7,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 1.098 milioni di euro, connessi essenzialmente al decremento delle quantità vendute (-5,5 TWh), alla riduzione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di generazione, nonché al decremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. A tali fenomeni si aggiunge il decremento dei proventi per servizi resi al distributore e relativi ai rimborsi per interruzione del servizio, ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 333/07 (62 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla rilevazione di partite pregresse positive per 90 milioni di euro connesse al meccanismo della perequazione acquisti;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 195 milioni di euro, da riferire sostanzialmente al decremento delle quantità vendute (-4,4 TWh);
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 76 milioni di euro, prevalentemente correlabili al decremento delle quantità vendute.

Il **margine operativo lordo** del 2013 si attesta a 866 milioni di euro, registrando un incremento di 257 milioni di euro ri-

spetto al 2012 (42,2%). In particolare, la variazione è riferibile:

- > all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 167 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione dei costi operativi, inclusiva degli effetti derivanti dalla rilevazione nel 2012 dell'onere relativo al piano di accompagnamento graduale alla pensione (73 milioni di euro), che ha più che compensato l'effetto della diminuzione delle quantità vendute, dei minori ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione, nonché dei già citati minori proventi per servizi resi al distributore in base alla delibera AEEG n. 333/07;
- > a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 90 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla crescita della marginalità unitaria relativa a entrambe le *commodity*, che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute e i maggiori costi correlati essenzialmente all'acquisizione di nuovi clienti. Inoltre, si segnala che i costi del 2012 includono l'onere relativo al piano di accompagnamento graduale alla pensione per 12 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2013, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 504 milioni di euro (506 milioni di euro nel 2012), è pari a 362 milioni di euro, registrando un incremento di 259 milioni di euro rispetto al 2012.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 99 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con il 2012 (97 milioni di euro).

2

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Termoelettrica	42.728	49.623	(6.895)	-13,9%
Idroelettrica	18.285	14.348	3.937	27,4%
Altre fonti	9	9	-	-
Totale produzione netta	61.022	63.980	(2.958)	-4,6%
- di cui Italia	59.649	62.797	(3.148)	-5,0%
- di cui Belgio	1.373	1.183	190	16,1%

Nel 2013, la produzione netta di energia elettrica della Divisione ammonta a 61.022 milioni di kWh, registrando un decremento del 4,6% rispetto al 2012. Tale variazione trova riscontro in una forte riduzione della produzione termoelettrica in Italia per 7.085 milioni di kWh (-14,6%), da addebitare alla riduzione della domanda di energia elettrica e alla maggiore incidenza delle fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale, in parte compensata dal diverso contributo alla

produzione di energia elettrica, nei due periodi di riferimento, dell'impianto belga di Marcinelle gestito attraverso un *toling agreement* ed entrato in esercizio nel secondo trimestre 2012.

In tale contesto le migliori condizioni di idraulicità del periodo hanno favorito la produzione idroelettrica che ha registrato un aumento di 3.937 milioni di kWh.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2013		2012		2013-2012	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	426	0,9%	849	1,6%	(423)	-49,8%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	165	0,4%	455	0,9%	(290)	-63,7%
Totale olio combustibile	591	1,3%	1.304	2,5%	(713)	-54,7%
Gas naturale	9.616	20,9%	13.913	26,2%	(4.297)	-30,9%
Carbone	35.106	76,3%	37.379	70,3%	(2.273)	-6,1%
Altri combustibili	696	1,5%	553	1,0%	143	25,9%
TOTALE	46.009	100,0%	53.149	100,0%	(7.140)	-13,4%

La produzione termoelettrica lorda del 2013 si attesta a 46.009 milioni di kWh, registrando un decremento di 7.140 milioni di kWh (-13,4%) rispetto al 2012. La riduzione ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili ed è sostanzialmente connessa alla riduzione del peso della generazione convenzionale nel mix produttivo nel mercato italiano, in un contesto di calo del fabbisogno di energia elettrica con-

seguito al rallentamento dell'economia nazionale.

In particolare, la riduzione della produzione da gas naturale è da riferire al minor impiego dello stesso negli impianti a ciclo combinato, mentre quella della produzione a carbone trova riscontro nella minor richiesta di impiego di alcuni gruppi della centrale di Brindisi Sud e in fermi tecnici per interventi di manutenzione della centrale di Torrevaldaliga Nord.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012	
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	24.629	24.687	(58)	-0,2%
Impianti idroelettrici	12.177	12.168	9	0,1%
Impianti con fonti alternative	41	41	-	-
Totale	36.847	36.896	(49)	-0,1%

(1) Di cui 3.631 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.640 MW al 31 dicembre 2012).

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Ricavi	22.919	25.244	(2.325)	-9,2%
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>1.176</i>	<i>1.091</i>	<i>85</i>	<i>7,8%</i>
Risultato operativo	554	505	49	9,7%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	5.699	6.043	(344)	-5,7%
Investimenti	318	403	(85)	-21,1%

I **ricavi** del 2013 ammontano a 22.919 milioni di euro, registrando un decremento di 2.325 milioni di euro (-9,2%) rispetto al 2012. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > minori ricavi per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 1.220 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-9,1 TWh);
- > minori vendite per diritti di emissione CO₂ e per certificati verdi per 1.326 milioni di euro;
- > rilevazione nel 2012 di ricavi per contributi spettanti ai "nuovi entranti" nel sistema dell'*emission trading* relativi alla centrale di Torrevaldaliga Nord per 44 milioni di euro;
- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 13 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'incremento dei ricavi per vendite sulle Borse dell'energia elettrica a seguito dei maggiori volumi intermediati, solo parzialmente compensati dai minori ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo a seguito del cambiamento nelle modalità di *sourcing* dell'energia elettrica che queste ultime hanno adottato a partire dal 2013;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 310 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili a operazioni su gas naturale.

Il **margine operativo lordo** del 2013 si attesta a 1.176 milioni di euro registrando un incremento di 85 milioni di euro (7,8%) rispetto ai 1.091 milioni di euro registrati nel 2012.

Tale variazione è riconducibile:

- > ai minori costi operativi, per complessivi 285 milioni di euro, riferibili essenzialmente a una riduzione dei costi del personale (261 milioni di euro) e a minori accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri futuri. In particolare, la riduzione dei costi del personale risente della rilevazione nell'esercizio 2012 degli oneri (185 milioni di euro) relativi al piano di accompagnamento graduale alla pensione istituito a fine 2012 (e in gran parte relativi al *past service cost* iscritto in base all'applicazione retrospettiva del principio contabile IAS 19 *Revised*) e degli effetti netti positivi rilevati nel 2013 a seguito della cessazione del citato piano e della rilevazione degli oneri riferiti agli obblighi assunti in attuazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012;
- > alla riduzione del margine di generazione per 21 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori volumi di energia elettrica prodotti e alla maggiore onerosità dovuta al rispetto dei vincoli ambientali, parzialmente compensati dagli effetti di un mix produttivo più vantaggioso, in quanto caratterizzato dal maggiore utilizzo di impianti da fonte idroelettrica, nonché dall'incremento del margine dei servizi di dispacciamento;
- > alla riduzione del margine da vendita e *trading* di gas naturale per 179 milioni di euro.

Il **risultato operativo** si attesta a 554 milioni di euro e risul-

ta in incremento di 49 milioni di euro (9,7%) rispetto ai 505 milioni di euro registrati nel 2012. Tale andamento risente di:

- > minori ammortamenti per 110 milioni di euro, prevalentemente da riferire al termine della vita utile di alcuni impianti di produzione e alla rivisitazione delle vite utili dei beni precedentemente considerati come gratuitamente devolvibili, avvenuta nel corso del 2012 a seguito dell'en-

trata in vigore della legge n. 134/2012;

- > maggiori perdite di valore per 146 milioni di euro, per l'effetto combinato del ripristino di valore eseguito nel 2012 sull'impianto a biomasse di Mercure e delle perdite di valore rilevate nel 2013 relative a taluni impianti di generazione e di stoccaggio combustibili in base all'utilizzo futuro previsto dal Gruppo.

Investimenti

Milioni di euro

	2013	2012	2013-2012	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	210	247	(37)	-15,0%
- idroelettrici	76	113	(37)	-32,7%
- con fonti energetiche alternative	5	22	(17)	-77,3%
Totale impianti di produzione	291	382	(91)	-23,8%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	27	21	6	28,6%
TOTALE	318	403	(85)	-21,1%

Gli **investimenti** ammontano a 318 milioni di euro, di cui 291 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2013 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 210 milioni di euro, tra cui diverse

attività presso l'impianto di Brindisi per complessivi 71 milioni di euro, il completamento della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord e altri interventi agli impianti di Termini Imerese e Porto Empedocle.

3

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2013	2012	2013-2012	
Linee media tensione a fine esercizio (km)	349.386	347.927	1.459	0,4%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	782.624	777.039	5.585	0,7%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	1.132.010	1.124.966	7.044	0,6%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	230.032	238.505	(8.473)	-3,6%

(1) Il dato del 2012 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica nel 2013 registra un incremento di 7.044 km, dovuto essenzialmente agli allacci effettuati per connettere gli autoproduttori

alle reti di distribuzione. L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2013 si attesta a 230.032 milioni di kWh registrando un decremento del 3,6% rispetto al periodo precedente.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ricavi	7.698	8.117	(419)	-5,2%
<i>Margine operativo lordo</i>	4.008	3.623	385	10,6%
Risultato operativo	3.028	2.629	399	15,2%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	17.689	18.632	(943)	-5,1%
Investimenti	1.046	1.497	(451)	-30,1%

I **ricavi** del 2013 ammontano a 7.698 milioni di euro, con un decremento di 419 milioni di euro (-5,2%) rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

- > alla rilevazione, in un'unica soluzione, nel terzo trimestre 2012 del diritto al rimborso dell'onere per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) come previsto dalla delibera dell'AEEG n. 157/12 (pari a 615 milioni di euro);
- > a minori contributi di connessione per 260 milioni di euro;
- > a minori ricavi (per 38 milioni di euro) relativi alla vendita di contatori elettronici e servizi correlati alla Divisione Iberia e America Latina;
- > a maggiori ricavi tariffari per 389 milioni di euro. In particolare, tale incremento è riferibile alla revisione delle tariffe di distribuzione e trasmissione a seguito della delibera dell'AEEG. 122/13, a cui si aggiunge l'effetto positivo derivante dalle perequazioni per 190 milioni di euro;
- > a maggiori contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e per vendita di Titoli di Efficienza Energetica per 59 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 4.008 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 385 milioni di euro (10,6%) sostanzialmente riconducibile:

- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 294 milioni di euro, sostanzialmente dovuto al citato in-

cremento dei ricavi tariffari a seguito della delibera dell'AEEG n. 122/13, nonché all'effetto positivo dei meccanismi di perequazione;

- > a minori costi del personale per complessivi 642 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla rilevazione nel 2012 dell'onere pari a 523 milioni di euro (iscritto in gran parte a fronte dell'applicazione retrospettica del principio contabile IAS 19 *Revised*) relativo al piano di accompagnamento graduale alla pensione stabilito per taluni dipendenti alla fine del 2012 e all'effetto netto positivo derivante dalla cessazione avvenuta nel terzo trimestre 2013 di tale piano e dalla rilevazione degli oneri relativi agli obblighi assunti in attuazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012;
- > a minori accantonamenti netti al fondo vertenze e contenzioso per 256 milioni di euro, in conseguenza di una rideterminazione delle stime su alcune fattispecie di rischio;
- > a minori contributi di connessione per 260 milioni di euro;
- > a un maggior margine dei Titoli di Efficienza Energetica per 90 milioni di euro;
- > all'effetto del sopracitato rimborso da parte dell'AEEG dell'onere FPE.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 980 milioni di euro (994 milioni di euro nel 2012), si attesta a 3.028 milioni di euro, registrando un incremento di 399 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (15,2%).

Investimenti

Milioni di euro

	2013	2012	2013-2012	
Reti di distribuzione di energia elettrica	997	1.447	(450)	-31,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	49	50	(1)	-2,0%
Totale	1.046	1.497	(451)	-30,1%

Gli **investimenti** del 2013 ammontano a 1.046 milioni di euro, registrando un decremento di 451 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, e sono da riferire principalmente ai minori investimenti per connessioni ai clienti e a impianti di

generazione e a una politica selettiva degli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, in linea con gli standard definiti dall'AEEG con delibera n. 198/11.

4

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Termoelettrica	65.936	73.538	(7.602)	-10,3%
Nucleare	25.967	26.967	(1.000)	-3,7%
Idroelettrica	40.379	39.850	529	1,3%
Eolica	145	153	(8)	-5,2%
Totale produzione netta ⁽¹⁾	132.427	140.508	(8.081)	-5,8%
- di cui Penisola iberica	69.690	77.386	(7.696)	-9,9%
- di cui Argentina	15.743	15.139	604	4,0%
- di cui Brasile	4.992	5.183	(191)	-3,7%
- di cui Cile	19.874	19.559	315	1,6%
- di cui Colombia	12.747	13.251	(504)	-3,8%
- di cui Perù	8.529	9.060	(531)	-5,9%
- di cui altri Paesi	852	930	(78)	-8,4%

(1) Il dato del 2012 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità.

La produzione netta della Divisione è pari a 132.427 milioni di kWh, con un decremento di 8.081 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2012.

In particolare, nel 2013 la produzione netta nella Penisola iberica subisce un decremento di 7.696 milioni di kWh (-9,9%) per effetto della minore produzione termoelettrica (-23,8%), che risente del calo della domanda e delle condizioni di maggiore idraulicità di cui hanno beneficiato gli im-

pianti idroelettrici della Divisione. In America Latina, la produzione netta di energia elettrica registra un decremento netto di 307 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della minore produzione idroelettrica connessa alla siccità che ha colpito l'intera area, solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica in Brasile e in Cile, quest'ultimo per effetto dell'entrata in esercizio dell'impianto Bocamina II.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2013		2012		2013-2012	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.789	8,2%	8.541	8,1%	(752)	-8,8%
Gas naturale	25.547	26,8%	28.471	26,9%	(2.924)	-10,3%
Carbone	28.442	29,9%	35.167	33,2%	(6.725)	-19,1%
Combustibile nucleare	27.063	28,4%	28.166	26,5%	(1.103)	-3,9%
Altri combustibili	6.400	6,7%	5.667	5,3%	733	12,9%
Totale	95.241	100,0%	106.012	100,0%	(10.771)	-10,2%

La produzione termica lorda della Divisione nel 2013 è pari a 95.241 milioni di kWh e registra un decremento di 10.771

milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente (-10,2%) per effetto del minore utilizzo delle centrali a carbone e gas in

Spagna, in conseguenza dei fattori già citati nella produzione netta. In America Latina si evidenzia l'incremento della produzione da gas naturale dell'impianto di Fortaleza, non-

ché da carbone per effetto della citata entrata in esercizio dell'impianto Bocamina II.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012	
Impianti termoelettrici	21.306	21.166	140	0,7%
Impianti nucleari	3.556	3.535	21	0,6%
Impianti idroelettrici	13.334	13.305	29	0,2%
Impianti eolici	78	78	-	-
Totale potenza efficiente netta	38.274	38.084	190	0,5%
- di cui Penisola iberica	22.160	22.067	93	0,4%
- di cui Argentina	4.403	4.403	-	-
- di cui Brasile	977	972	5	0,5%
- di cui Cile	5.912	5.905	7	0,1%
- di cui Colombia	2.878	2.866	12	0,4%
- di cui Perù	1.821	1.748	73	4,2%
- di cui altri Paesi	123	123	-	-

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2013 è pari a 38.274 MW e registra un incremento di 190 MW ri-

spetto alla fine del 2012; dei nuovi impianti entrati in esercizio si segnala l'impianto termoelettrico di Edegel in Perù.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2013	2012	2013-2012	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	31.463	31.193	270	0,9%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	274.161	274.663	(502)	-0,2%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	334.984	332.145	2.839	0,9%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	640.608	638.001	2.607	0,4%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	159.968	161.131	(1.163)	-0,7%
- di cui Penisola iberica	98.456	101.407	(2.951)	-2,9%
- di cui Argentina	14.953	14.758	195	1,3%
- di cui Brasile	18.799	18.000	799	4,4%
- di cui Cile	13.030	12.485	545	4,4%
- di cui Colombia	8.274	8.193	81	1,0%
- di cui Perù	6.456	6.288	168	2,7%

Al 31 dicembre 2013, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un incremento di 2.607 km, con una variazione particolarmente concentrata nei Paesi sudamericani.

L'energia trasportata, nel 2013, è pari a 159.968 milioni di

kWh e registra un decremento di 1.163 milioni di kWh, che riflette il calo della domanda nella Penisola iberica solo parzialmente compensata dalla crescita della stessa nei Paesi latinoamericani e in particolar modo in Brasile e Cile.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Mercato libero	101.816	108.586	(6.770)	-6,2%
Mercato regolato	55.819	53.904	1.915	3,6%
Totale	157.635	162.490	(4.855)	-3,0%
- di cui Penisola iberica	96.123	102.765	(6.642)	-6,5%
- di cui Argentina	14.953	14.758	195	1,3%
- di cui Brasile	18.799	18.000	799	4,4%
- di cui Cile	13.030	12.485	545	4,4%
- di cui Colombia	8.274	8.193	81	1,0%
- di cui Perù	6.456	6.289	167	2,7%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2013 sono pari a 157.635 milioni di kWh, registrando un decremento di 4.855 milioni di kWh rispetto al 2012. La riduzione delle quantità vendute nella Penisola iberica (-6.642 milioni di kWh) a seguito del perdurare della crisi economica

è stata solo in parte compensata dall'incremento delle vendite in America Latina (+1.787 milioni di kWh), conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica in particolar modo in Brasile e Cile.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Ricavi	30.935	34.169	(3.234)	-9,5%
Margine operativo lordo	6.746	7.230	(484)	-6,7%
Risultato operativo	3.836	1.675	2.161	129,0%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	22.994	22.807	187	0,8%
Investimenti	2.181	2.497 ⁽¹⁾	(316)	-12,7%

(1) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 restated	2013-2012	2013	2012 restated	2013-2012	2013	2012 restated	2013-2012
Europa	21.225	23.367	(2.142)	3.253	4.003	(750)	1.415	(398)	1.813
America Latina	9.710	10.802	(1.092)	3.493	3.227	266	2.421	2.073	348
Totale	30.935	34.169	(3.234)	6.746	7.230	(484)	3.836	1.675	2.161

I **ricavi** del 2013 registrano un decremento di 3.234 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 2.142 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - al calo della domanda di energia elettrica che ha inciso negativamente sui volumi generati e venduti sul mercato finale;
 - ai minori contributi ricevuti a fronte della generazione nell'area extrapeninsulare che risentono negativamente,

te, oltre che delle minori quantità prodotte, anche degli effetti dell'entrata in vigore, a partire dal secondo semestre 2012, del Regio Decreto Legge n. 20/2012;

- ai minori ricavi connessi alla variazione di perimetro riferibile alla vendita della società Endesa Ireland avvenuta in data 1° ottobre 2012 e alla cessazione nel mese di dicembre 2012 dell'attività della centrale nucleare Garoña;
- al decremento netto dei ricavi tariffari da distribuzione

di energia elettrica a seguito del Regio Decreto Legge n. 9/2013;

- > minori ricavi in America Latina per 1.092 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - alla riduzione dei ricavi in Brasile connessa all'entrata in vigore della *Medida* provvisoria n. 579/2012 e del successivo Decreto n. 7891/2013, che ha sospeso il riaddebito ai clienti finali di taluni aggravii sostenuti dai distributori di energia elettrica (164 milioni di euro);
 - alla riduzione (514 milioni di euro) causata da una modifica nel quadro regolamentare argentino relativamente al combustibile utilizzato negli impianti di generazione, il cui approvvigionamento è effettuato da CAMMESA e per il quale pertanto i relativi costi sono stati riconosciuti direttamente a riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica;
 - all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le diverse monete locali e l'euro.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dal riconoscimento alla società argentina Edesur di un contributo governativo di 381 milioni di euro a seguito della *Resolución* n. 250/13 e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos*.

partire dal secondo semestre 2012 del Regio Decreto Legge n. 20/2012 e della Legge n. 15/2012 a partire dal 1° gennaio 2013) e del margine di distribuzione di energia elettrica;

- alla riduzione del margine realizzato sulle attività liberalizzate per 147 milioni di euro, a seguito delle maggiori imposte introdotte in Spagna sull'attività di generazione e vendita (pari a 473 milioni di euro), il cui effetto negativo è parzialmente compensato da un mix di generazione favorito dalle migliori condizioni di idraulicità e dall'effetto positivo derivante dalla riduzione dei costi fissi;
- > un incremento del margine operativo lordo in America Latina per 266 milioni di euro (che risente dell'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle monete locali, pari a 350 milioni di euro), riferibile essenzialmente:
 - all'effetto del sopracitato contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur;
 - al maggior margine di generazione, riscontrato soprattutto in Cile, Argentina e Colombia, prevalentemente attribuibile ai maggiori prezzi di vendita e ai minori costi di approvvigionamento.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 6.746 milioni di euro e registra un decremento di 484 milioni di euro (-6,7%) rispetto al 2012, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 750 milioni di euro, da riferire essenzialmente:
 - al minor margine (645 milioni di euro) rilevato sulle attività regolate, che sconta, in particolare, la riduzione del margine di generazione nell'area extrapeninsulare spagnola (che risente negativamente, oltre che delle minori quantità generate, degli effetti dell'entrata in vigore a

Il **risultato operativo** del 2013 è pari a 3.836 milioni di euro ed evidenzia rispetto al 2012 un incremento di 2.161 milioni di euro. Tale variazione risente dell'adeguamento di valore, pari a 2.392 milioni di euro, rilevato a dicembre 2012 sull'avviamento iscritto sulla *cash generating unit* Endesa-Penisola iberica e dell'*impairment*, pari a 67 milioni di euro, sulle attività nette possedute per la vendita relative a Endesa Ireland al fine di allinearne il valore a quello presumibile di cessione.

Investimenti

Milioni di euro

	2013	2012	2013-2012	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	332	372	(40)	-10,8%
- idroelettrici	366	406	(40)	-9,9%
- nucleare	128	148	(20)	-13,5%
- con fonti energetiche alternative	2	5	(3)	-60,0%
Totale impianti di produzione	828	931	(103)	-11,1%
Reti di distribuzione di energia elettrica	929	1.199	(270)	-22,5%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	424	367	57	15,5%
TOTALE	2.181	2.497 ⁽¹⁾	(316)	-12,7%

(1) Il dato non include 73 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012.

Gli **investimenti** ammontano a 2.181 milioni di euro con un decremento di 316 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2013 si riferiscono a interventi sulla rete di distribuzione di energia elettrica (per 929 milioni di euro, di cui 502 milioni di euro in Europa e 427 milioni

di euro in America Latina che includono anche gli investimenti sugli impianti eserciti in regime di concessione). Gli investimenti su impianti di generazione (pari a 828 milioni di euro) si sono focalizzati principalmente sulle attività relative alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

5

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Termoelettrica	43.802	46.687	(2.885)	-6,2%
Nucleare	14.624	14.411	213	1,5%
Idroelettrica	4.759	4.105	654	15,9%
Altre fonti	59	28	31	110,7%
Totale produzione netta	63.244	65.231	(1.987)	-3,0%
- di cui Russia	41.901	44.511	(2.610)	-5,9%
- di cui Slovacchia	21.343	20.720	623	3,0%

La produzione netta del 2013 è pari a 63.244 milioni di kWh, con un decremento di 1.987 milioni di kWh rispetto al 2012. Tale variazione negativa è riferibile principalmente al decremento della produzione di Enel OGK-5 (-2.610 milioni di kWh) che ha risentito della minore domanda di energia elettrica in Russia, di una marginalizzazione degli impianti convenzio-

nali, nonché di alcune fermate programmate nelle centrali a ciclo combinato.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla maggiore produzione idroelettrica di Slovenské elektrárne dovuta alle favorevoli condizioni di idraulicità dell'esercizio.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2013		2012		2013-2012	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	120	0,2%	257	0,4%	(137)	-53,3%
Gas naturale	23.159	37,3%	24.646	38,0%	(1.487)	-6,0%
Carbone	23.027	37,1%	24.411	37,7%	(1.384)	-5,7%
Combustibile nucleare	15.720	25,4%	15.495	23,9%	225	1,5%
Totale	62.026	100,0%	64.809	100,0%	(2.783)	-4,3%

La produzione termica lorda del 2013 registra un decremento di 2.783 milioni di kWh, attestandosi a 62.026 milioni di kWh contro i 64.809 milioni di kWh del 2012. Il decremento

è sostanzialmente relativo alla minore produzione da gas naturale e carbone registrata in Russia per le motivazioni citate in precedenza.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012	
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	10.742	10.706	36	0,3%
Impianti nucleari	1.814	1.816	(2)	-0,1%
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	-	-
Impianti altre fonti	27	7	20	-
Totale potenza efficiente netta ⁽¹⁾	14.912	14.858	54	0,4%
- di cui Russia	9.107	9.052	55	0,6%
- di cui Slovacchia	5.399	5.400	(1)	-
- di cui Belgio ⁽¹⁾	406	406	-	-

(1) Il dato include 406 MW riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

La potenza efficiente netta installata del 2013 registra un incremento di 54 MW con una variazione non significativa rispetto all'esercizio precedente.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2013	2012	2013-2012	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.586	6.586	-	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	34.923	34.956	(33)	-0,1%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	49.397	48.852	545	1,1%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	90.906	90.394	512	0,6%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	13.996	14.606	(610)	-4,2%

Al 31 dicembre 2013, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione (tutta concentrata in Romania) registra un incremento di 512 km, sostanzialmente riferibile alle nuove connessioni di linee a bassa

tensione realizzate durante l'anno.

L'energia trasportata registra invece un decremento del 4,2% passando da 14.606 milioni di kWh a 13.996 milioni di kWh nel 2013.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Mercato libero	35.770	41.109	(5.339)	-13,0%
Mercato regolato	9.932	10.914	(982)	-9,0%
Totale	45.702	52.023	(6.321)	-12,2%
- di cui Romania	8.754	9.158	(404)	-4,4%
- di cui Francia	8.068	13.077	(5.009)	-38,3%
- di cui Russia	24.755	25.562	(807)	-3,2%
- di cui Slovacchia	4.125	4.226	(101)	-2,4%

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2013 si attestano a 45.702 milioni di kWh, con un decremento di 6.321 milioni di kWh (-12,2%) rispetto al 2012. Tale diminuzione è riferibile:

- > alla riduzione delle vendite nel mercato russo per 807 milioni di kWh, in gran parte rilevata nel mercato libero;
- > al decremento delle vendite effettuate da Enel France per 5.009 milioni di kWh, sostanzialmente riferibile alla

riduzione dei volumi disponibili per l'uscita dal progetto di Flamanville 3, avvenuta a fine 2012, e per la minore disponibilità di approvvigionamento da EDF;

- > alle minori vendite in Slovacchia per 101 milioni di kWh e Romania per 404 milioni di kWh, queste ultime a seguito delle migliori condizioni climatiche che hanno contribuito a ridurre i consumi di energia elettrica.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Ricavi	7.737	8.703	(966)	-11,1%
Margine operativo lordo	1.405	1.650	(245)	-14,8%
Risultato operativo	85	978	(893)	-91,3%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	11.830 ⁽¹⁾	12.652	(822)	-6,5%
Investimenti	924	1.161	(237)	-20,4%

(1) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 restated	2013-2012	2013	2012 restated	2013-2012	2013	2012 restated	2013-2012
Europa centrale	3.488	4.551	(1.063)	605	900	(295)	360	530	(170)
Europa sud-orientale	1.116	1.029	87	289	231	58	154	203	(49)
Russia	3.133	3.123	10	511	519	(8)	(429)	245	(674)
Totale	7.737	8.703	(966)	1.405	1.650	(245)	85	978	(893)

I **ricavi** del 2013 sono pari a 7.737 milioni di euro e registrano un decremento di 966 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (8.703 milioni di euro). Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 1.063 milioni di euro, prevalentemente riferiti alla diminuzione dei ricavi in Slovacchia (722 milioni di euro), a seguito dei minori volumi di energia venduta, e in Francia (342 milioni di euro) per effetto dei minori volumi di capacità disponibili;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 10 milioni di euro, prevalentemente riferibile ai maggiori prezzi medi di vendita dell'energia;
- > all'aumento dei ricavi in Europa sud-orientale per 87 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.405 milioni di euro, registrando un decremento pari a 245 milioni di euro rispetto all'esercizio 2012 (1.650 milioni di euro). In particolare, tale decremento è relativo ai seguenti fattori:

- > decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 295 milioni di euro, prevalentemente riferibili alle attività di generazione in Slovacchia (128 milioni di Euro) per effetto essenzialmente delle minori quantità di

energia elettrica generata;

- > diminuzione del margine operativo lordo in Russia per 8 milioni di euro, dove l'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro è stato solo parzialmente compensato dai maggiori prezzi medi di vendita dell'energia elettrica;
- > aumento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 58 milioni di euro, a seguito prevalentemente delle migliori tariffe di vendita e di distribuzione e dei minori costi di *sourcing* in Romania.

Il **risultato operativo** del 2013 è pari a 85 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 893 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a fronte di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 648 milioni di euro. Tale ultima variazione è sostanzialmente riferibile alla perdita di valore pari a 744 milioni di euro rilevata nel 2013 sull'avviamento della CGU Enel OGC-5 per riflettere la contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito al perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e alla conseguente contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine. Nell'esercizio 2012 è stata rilevata un'analoga perdita di valore per 112 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2013	2012	2013-2012	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	196	333	(137)	-41,1%
- idroelettrici	7	10	(3)	-30,0%
- nucleare	594	654	(60)	-9,2%
- con fonti energetiche alternative	-	6	(6)	-100,0%
Totale impianti di produzione	797	1.003	(206)	-20,5%
Reti di distribuzione di energia elettrica	96	136	(40)	-29,4%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	31	22	9	40,9%
TOTALE	924	1.161	(237)	-20,4%

Gli **investimenti** ammontano a 924 milioni di euro, registrando un decremento di 237 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferire sostanzialmente ai minori investimenti

sugli impianti di distribuzione dell'energia elettrica in Romania, ai minori investimenti sugli impianti di generazione in Russia e ai minori investimenti nucleari in Slovacchia.

6

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Idroelettrica	10.921	9.836	1.085	11,0%
Geotermoelettrica	5.581	5.492	89	1,6%
Eolica	12.169	8.985	3.184	35,4%
Altre fonti	782	801	(19)	-2,4%
Totale	29.453	25.114	4.339	17,3%
- di cui Italia	13.248	11.639	1.609	13,8%
- di cui Penisola iberica	4.924	4.341	583	13,4%
- di cui Francia	362	364	(2)	-0,5%
- di cui Grecia	566	476	90	18,9%
- di cui Romania e Bulgaria	1.166	671	495	73,8%
- di cui Stati Uniti e Canada	5.360	3.899	1.461	37,5%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	2.703	2.801	(98)	-3,5%
- di cui Brasile e Cile	1.124	923	201	21,8%

La produzione netta della Divisione è pari a 29.453 milioni di kWh, in aumento nel 2013 di 4.339 milioni di kWh rispetto

all'esercizio precedente (+17,3%). Tale incremento è attribuibile per 2.730 milioni di kWh alla maggiore generazione all'este-

ro, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (+1.350 milioni di kWh), nella Penisola iberica (+634 milioni di kWh), in Romania (+484 milioni di kWh) e in Messico (+321 milioni di kWh). Il citato incremento è sostanzialmente riferibile all'entrata in esercizio di nuovi impianti e per la Penisola iberica anche alle favorevoli condizioni climatiche. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica a

Panama (-448 milioni di kWh) che ha risentito delle sfavorevoli condizioni di idraulicità registrate in quel Paese. La produzione elettrica in Italia nel 2013 registra un incremento di 1.609 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2012, risentendo della maggiore produzione da fonte idroelettrica (+1.299 milioni di kWh a fronte di condizioni di idraulicità più favorevoli) e da fonte eolica (+205 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012	
Impianti idroelettrici	2.623	2.634	(11)	-0,4%
Impianti geotermoelettrici	795	769	26	3,4%
Impianti eolici	5.122	4.316	806	18,7%
Impianti con altre fonti	343	282	61	21,6%
Totale	8.883	8.001	882	11,0%
- di cui Italia	3.076	3.044	32	1,1%
- di cui Penisola iberica	1.908	1.864	44	2,4%
- di cui Francia	186	166	20	12,0%
- di cui Grecia	290	248	42	16,9%
- di cui Romania e Bulgaria	576	540	36	6,7%
- di cui Stati Uniti e Canada	1.683	1.239	444	35,8%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	715	715	-	-
- di cui Brasile e Cile	449	185	264	142,7%

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 882 MW, di cui 850 MW all'estero. In particolare, la maggiore capacità installata netta da fonte eolica si riferisce prevalentemente ai nuovi impianti in Nord America (per 434 MW), in Cile (per 180 MW) e in Spagna (84 MW); quella da

fonte geotermoelettrica si riferisce prevalentemente ad alcuni impianti in Nord America (25 MW). Infine, la capacità installata netta da altre fonti risente dell'entrata in esercizio di alcuni impianti solari principalmente in Italia, Grecia e Romania.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Ricavi	2.827	2.696	131	4,9%
Margine operativo lordo	1.788	1.641	147	9,0%
Risultato operativo	1.171	1.081	90	8,3%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.599	3.512	87	2,5%
Investimenti	1.307 ⁽¹⁾	1.257	50	4,0%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012
Italia e resto d'Europa	1.599	1.601	(2)	1.045	947	98	769	693	76
Penisola iberica e America Latina	864	792	72	497	497	-	263	272	(9)
Nord America	364	303	61	246	197	49	139	116	23
Totale	2.827	2.696	131	1.788	1.641	147	1.171	1.081	90

I **ricavi** registrano un incremento di 131 milioni di euro (4,9%) passando da 2.696 milioni di euro a 2.827 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella Penisola iberica e in America Latina per 72 milioni di euro, da riferire alle maggiori quantità prodotte principalmente in Cile, Messico e Guatemala;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 61 milioni di euro; se si escludono da tale variazione la plusvalenza realizzata dalla cessione della quota pari al 51% del capitale della società Buffalo Dunes Wind Project (20 milioni di euro) e la rimisurazione al *fair value* delle attività e passività della stessa società per la quota di pertinenza del Gruppo a valle della cessione (20 milioni di euro), l'incremento dei ricavi è pari a 21 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte;
- > al decremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 2 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici per 142 milioni di euro, di cui 83 milioni di euro connessi alla variazione di perimetro a seguito della cessione di Enel.si all'area di business Mercato Italia;
 - maggiori ricavi in Italia per vendita di certificati verdi per 78 milioni di euro;
 - maggiori ricavi nel resto d'Europa per 103 milioni di euro da riferire essenzialmente alla vendita di certificati verdi e alla maggiore capacità eolica installata in Romania.

in incremento di 147 milioni di euro (9,0%) rispetto al 2012. Tale variazione è riferibile:

- > all'incremento del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 98 milioni di euro, per effetto dei maggiori volumi generati grazie alla maggior disponibilità idrica ed eolica e al contestuale incremento del numero degli impianti in esercizio. A tali effetti si aggiunge l'effetto della rilevazione nel 2012 dell'onere pari a 40 milioni di euro (iscritto in gran parte a fronte dell'applicazione retrospettica del principio contabile IAS 19 *Revised*) relativo al piano di accompagnamento graduale alla pensione stabilito per taluni dipendenti alla fine del 2012 e all'effetto netto positivo derivante dalla cessazione avvenuta nel terzo trimestre 2013 di tale piano e dalla rilevazione degli oneri relativi agli obblighi assunti in attuazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012;
- > all'aumento del margine nell'area Nord America per 49 milioni di euro; se si escludono da tale variazione le partite non ricorrenti citate nel commento ai ricavi, il margine registra un incremento di 9 milioni di euro, sostanzialmente riferito alle maggiori quantità prodotte.

Il **risultato operativo**, pari a 1.171 milioni di euro, registra un incremento di 90 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 57 milioni di euro da riferire alle maggiori perdite di valore rilevate sugli impianti di produzione di pannelli fotovoltaici in Italia, su alcuni impianti di generazione da fonte geotermoelettrica in Nicaragua e su alcuni progetti specifici in Nord America e nella Penisola iberica.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.788 milioni di euro,

Investimenti

Milioni di euro				
	2013	2012	2013-2012	
Impianti di produzione:				
- idroelettrici	108	127	(19)	-15,0%
- geotermoelettrici	226	214	12	5,6%
- con fonti energetiche alternative	935	878	57	6,5%
Totale impianti di produzione	1.269	1.219	50	4,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	38	38	-	-
TOTALE	1.307 ⁽¹⁾	1.257	50	4,0%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2013 ammontano a 1.307 milioni di euro, con un incremento di 50 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli investimenti operativi si riferiscono principalmente a impianti eolici in Iberia e America Latina (per 590 milioni di euro), in Nord America (per 132 milioni di euro) e in Italia

ed Europa (per 82 milioni di euro), a impianti fotovoltaici in Romania (per 54 milioni di euro) e in Italia (per 44 milioni di euro), a impianti idroelettrici in Italia, Brasile, Costa Rica, Guatemala e Nord America (per 108 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia e Nord America (per 226 milioni di euro).

7

Altro, elisioni e rettifiche

Dati operativi

Riserve di idrocarburi e produzione annua

	2013	2012	2013-2012
Riserve di idrocarburi			
Riserve certe (P1) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	18	917	(899)
- di cui riserve certe (P1) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m ³)	2	117	(115)
Riserve certe e probabili (P2) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	46	1.490	(1.444)
- di cui riserve certe e probabili (P2) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m ³)	6	187	(181)
Produzione annua			
Produzione di idrocarburi (milioni di barili di olio equivalente)	29	12	17
- di cui produzione di gas naturale (miliardi di m ³)	3,9	1,7	2,2

Nell'ambito della Funzione Upstream Gas, si è avviato nel 2012 il processo di certificazione delle riserve degli asset in sviluppo per la cui attività la Funzione si è avvalsa di un certificatore indipendente, DeGolyer & McNaughton. In base alla valutazione effettuata nel 2012 e tenuto conto della cessione della quota detenuta in SeverEnergia, avvenuta nel 2013, la quota di partecipazione Enel risulta pari a 18 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e 46 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e probabili. In particolare, i progetti di sviluppo in essere alla fine del 2013 sono così dislocati geograficamente:

> in Algeria, dove il Gruppo è presente con partecipazioni in permessi di ricerca e sfruttamento di idrocarburi rispettivamente per il 18,4% nella licenza di "Isarene" in collaborazione con Petroceltic International e Sonatrach (compagnia di Stato algerina) e per il 13,5% nella licenza di "South-East Illizi" in collaborazione con Repsol (nel

ruolo di operatore) e GDF Suez;

- > in Egitto, dove il Gruppo partecipa con il 10% delle quote, in collaborazione con Total (nel ruolo di operatore) e BG, in attività esplorative di un campo *off-shore* antistante il Delta del Nilo;
- > in Italia, attraverso Enel Longanesi Development dove il Gruppo dispone di 12 istanze, 5 permessi di ricerca e un'istanza di concessione. Nel 2013, continuando le attività di studio, il Gruppo è entrato in *joint venture* con Mac Oil acquistando una quota di partecipazione pari al 70% del permesso esplorativo di Montottone, situato nelle Marche, e ha presentato due nuove istanze *off-shore* di permesso di ricerca nel Golfo di Taranto e nel Mar Adriatico. Si attende il completamento dell'*iter* autorizzativo dell'istanza di concessione di coltivazione di idrocarburi di Bagnacavallo: l'avvio della fase di produzione è previsto a fine 2016.

Risultati economici

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ricavi (al netto delle elisioni)	2.885	2.017	868	43,0%
<i>Margine operativo lordo</i>	1.022	(35)	1.057	-
Risultato operativo	908	(165)	1.073	-
Dipendenti a fine periodo (n.)	5.896	6.382	(486)	-7,6%
Investimenti	84	163 ⁽¹⁾	(79)	-48,5%

(1) Il dato non include 1 milione di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012.

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del 2013 risultano pari a 2.855 milioni di euro, con un incremento di 868 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+43,0%). Se si esclude da tale variazione la plusvalenza rilevata dalla Funzione Upstream Gas a seguito della cessione di Artic Russia, e indirettamente della quota da questa detenuta in Severenergia, pari a 964 milioni di euro, i ricavi risultano in diminuzione di 96 milioni di euro. Tale andamento è riferibile essenzialmente a:

- > minori ricavi dell'area Servizi e altre attività per 107 milioni di euro, prevalentemente correlati ai servizi di *Information & Communication Technology* e alle attività di supporto e staff della *holding*, prestati alle altre società del Gruppo;
- > maggiori ricavi per attività di ingegneria per 34 milioni di euro, connessi sostanzialmente alla realizzazione dell'isola convenzionale dell'impianto nucleare slovacco di Mochovce, nonché ad attività relative al terminale di Porto Empedocle per la rigassificazione del gas naturale liquefatto.

Il **marginale operativo lordo** del 2013, pari a 1.022 milioni di euro, registra un incremento di 1.057 milioni di euro rispetto al 2012, sostanzialmente per effetto della sopracitata plusvalenza. Escludendo tale variazione, il margine operativo lordo risulta in aumento di 93 milioni di euro. In particolare, la contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo è stata più che compensata dalla rilevazione nel 2012 dell'onere pari a 136 milioni di euro (iscritto principalmente a fronte dell'applicazione retrospettiva del principio contabile IAS 19 *Revised*) relativo al piano di accompagnamento graduale alla pensione stabilito per taluni dipendenti alla fine del 2012 e all'effetto netto positivo derivante dalla cessazione avvenuta nel terzo trimestre 2013 di tale piano e dalla rilevazione degli oneri relativi agli obblighi assunti in attuazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012.

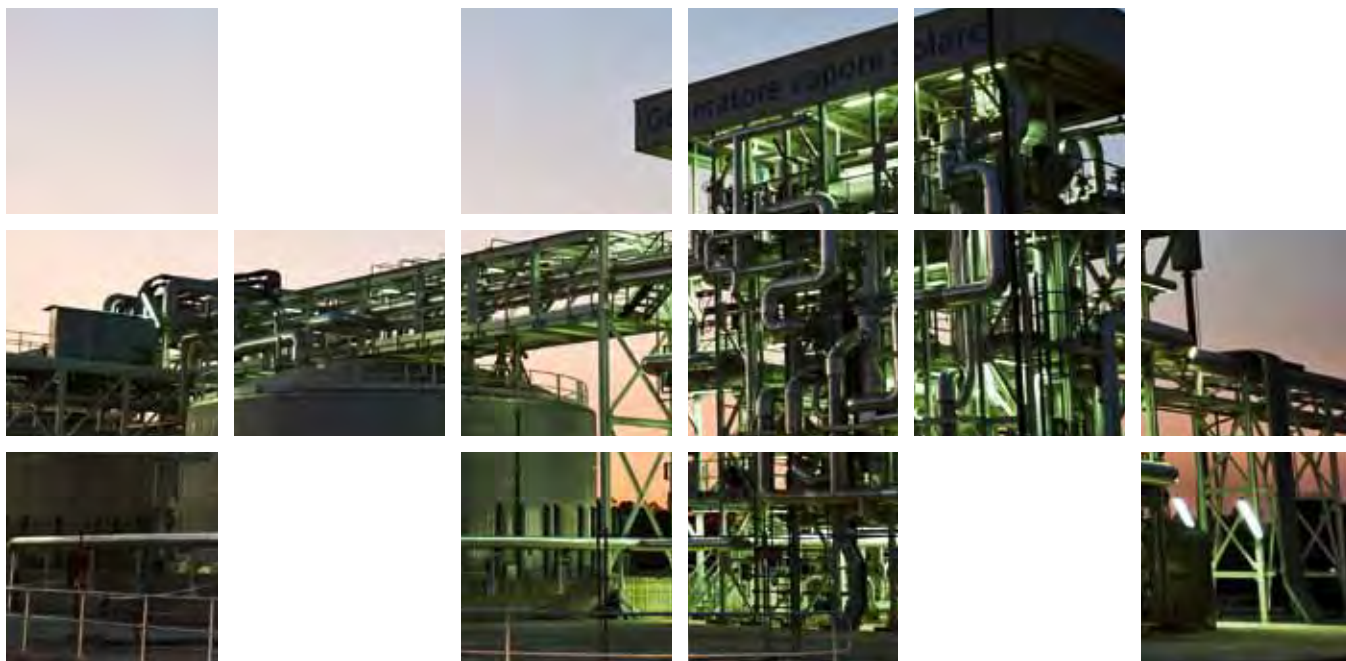
Il **risultato operativo** del 2013, pari a 908 milioni di euro, risulta in aumento di 1.073 milioni di euro rispetto al 2012,

tenuto conto della citata plusvalenza sulla vendita di Artic Russia, degli effetti menzionati sui costi operativi nei due esercizi a confronto, nonché dei minori ammortamenti e perdite di valore per 16 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2013 ammontano a 84 milioni di euro, con un decremento di 79 milioni di euro rispetto al 2012, riferito principalmente all'acquisizione di *mineral interest* da parte della Funzione Upstream Gas nel 2012.

Fatti di rilievo del 2013



8
gennaio

LaGeo: la Corte d'Appello di Parigi conferma il lodo del Tribunale Arbitrale Internazionale

In data 8 gennaio 2013, 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 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 riafferma 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*.

11
febbraio

Linea di credito rotativa
forward starting

In data 11 febbraio 2013, Enel SpA ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, e che andrà a sostituire, a decorrere dalla data di scadenza, la linea di credito rotativa da complessivi 10 miliardi di euro, a oggi totalmente inutilizzata, la cui disponibilità scadrà nel mese di aprile 2015.

La nuova linea di credito *forward starting*, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel SpA e/o da parte della controllata olandese Enel Finance International (con garanzia della Capogruppo), intende continuare a dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante, e non risulta quindi connessa al programma di rifinanziamento del debito in essere. L'operazione ha visto la partecipazione di un nutrito gruppo di istituti di credito nazionali e internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di *documentation agent*. Il costo della nuova linea di credito è variabile in funzione del *rating* assegnato *pro tempore* a Enel. In base agli attuali livelli di *rating* tale costo si attesta a 170 punti base sopra l'Euribor, con commissioni di mancato utilizzo calcolate nella misura del 40% del margine applicabile.

26
marzo

Acquisizione di PowerCrop

Il 26 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.

Con questa acquisizione, Enel Green Power attiva una collaborazione ad ampio spettro con SECI Energia per lo sviluppo delle energie da biomasse a filiera corta, mediante la realizzazione di cinque nuovi impianti (Russi, Macchiareddu, Castiglion Fiorentino, Fermo e Avezzano) ad alta efficienza con una capacità installata complessiva di 150 MW che, una volta realizzati, potrebbero arrivare a generare fino a 1 miliardo di kWh. Tali progetti garantiranno inoltre il ricollocamento dei lavoratori degli ex zuccherifici, restituendo opportunità di sviluppo ad alcuni tra i più importanti distretti agricoli nazionali, con una notevole ricaduta economica sui territori.

27
marzo

Accordo con Eni sulla mobilità elettrica

In data 27 marzo 2013, Eni ed Enel hanno firmato una lettera d'intenti per la collaborazione sulla mobilità elettrica dal punto di vista strategico, tecnologico, logistico e commerciale.

Con questo accordo Eni ed Enel realizzeranno un programma sperimentale per la ricarica di veicoli elettrici attraverso l'attivazione di colonnine con tecnologia Enel che verranno installate nelle stazioni di servizio e in alcuni siti di Eni.

In un periodo di circa sei mesi verrà individuata la soluzione migliore per le attività di ricarica dei veicoli elettrici nelle stazioni di servizio definendo, entro il 2013, la sperimentazione in alcune aree geografiche selezionate.

Tale sperimentazione avverrà attraverso l'installazione in alcune Eni *station* di colonnine di ricarica con tecnologia Enel per veicoli elettrici del tipo "a ricarica veloce", in corrente continua e in corrente alternata, capaci di garantire un rifornimento completo in 20-30 minuti.

L'accordo prevede, inoltre, nell'ambito delle Eni *station* dotate di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili (per esempio, i pannelli fotovoltaici), lo studio di possibili applica-

zioni della tecnologia Enel utilizzata nell'ambito delle reti intelligenti (*smart grid*), al fine di massimizzare l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili.

29
marzo

Aumento di capitale di Enersis

Il 29 marzo 2013 si è concluso con successo l'aumento di capitale della società controllata cilena Enersis con l'integrale sottoscrizione delle 16.441.606.297 azioni ordinarie di nuova emissione, corrispondenti a un controvalore complessivo pari a circa 6 miliardi di dollari statunitensi, di cui circa 2,4 miliardi per cassa.

In ragione della intervenuta integrale sottoscrizione dell'aumento di capitale di Enersis e del perfezionamento dell'operazione, la controllata Endesa, direttamente e tramite la società interamente posseduta Endesa Latinoamérica, continua a risultare quindi titolare di una partecipazione pari a circa il 60,6% del capitale sociale di Enersis.

A valle dell'operazione, Enersis costituisce l'unico veicolo di investimento del Gruppo Enel in Sud America per le attività relative alla generazione, alla distribuzione e alla vendita di energia elettrica (fatta eccezione per gli attivi a oggi detenuti da Enel Green Power o per quelli che in futuro quest'ultima potrà sviluppare nell'ambito delle fonti rinnovabili in tale area geografica); grazie al positivo esito dell'operazione di aumento di capitale, Enersis risulta ora dotata delle risorse necessarie per perseguire un rilevante piano di sviluppo e per rafforzare la propria presenza nei mercati nei quali già opera.

8
aprile

Cessione di Buffalo Dunes Wind Project

In data 8 aprile 2013, Enel Green Power North America (EGP-NA) e la controllata di GE Capital, EFS Buffalo Dunes, hanno sottoscritto un accordo di *equity partnership* per lo sviluppo dell'impianto eolico di Buffalo Dunes, nel Kansas (Stati Uniti). Il progetto, la cui realizzazione richiede un investimento complessivo di circa 370 milioni di dollari statunitensi a cui EGP-

NA contribuirà per circa 180 milioni di dollari, dovrebbe essere completato entro la fine del 2013. L'impianto avrà 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 ha successivamente rilevato il 51% del progetto da EGP-NA, mentre quest'ultima continua a detenerne il rimanente 49%. EGP-NA, che sarà anche *project manager* di Buffalo Dunes, ha un'opzione per incrementare del 26% la sua partecipazione al progetto, che potrà esercitare in date specifiche entro il 2014.

L'eventuale esercizio di questa opzione, tuttavia, non è necessariamente indicativo dell'acquisizione del controllo, che è legata anche a possibili variazioni del valore assoluto del capitale e a effetti diluitivi.

della *green economy* e della riduzione dei costi dell'energia. Il documento, che fa seguito all'Accordo Generale sulla geotermia del 20 dicembre 2007 e all'Accordo Attuativo del 20 aprile 2009, costituisce un importante passo in avanti per favorire la crescita sociale ed economica dei territori geotermici, sia dell'area tradizionale di Larderello sia di quella amiatina dove, con la nuova centrale di Bagnore 4, verrà completato il programma di 112 MW di nuova potenza prefigurato dall'Accordo del 2007.

Il protocollo guarda, con particolare attenzione, agli altri usi della geotermia legati all'utilizzo del calore, per sostenere la nascita di un vero e proprio indotto nel settore termico, con l'opportunità di nuovi insediamenti produttivi nelle aree geotermiche. Il protocollo prevede inoltre la creazione di un polo territoriale delle energie geotermiche che, avvalendosi degli enti locali geotermici e delle realtà già operanti quali il Co.Svi.G. (Consorzio per lo Sviluppo delle Aree Geotermiche), il Centro Ricerca Enel, le Università, l'IRPET (Istituto Regionale Programmazione Economica della Toscana) e il Distretto tecnologico regionale delle energie rinnovabili, trasferisca *know-how* e attivi progetti di ricerca e di alta specializzazione finalizzati alla creazione di centri di competenza, sia nei territori geotermici sia nell'area sperimentale Enel di Livorno.

18
aprile

Accordo con UNCEM per lo sviluppo dell'efficienza energetica

In data 18 aprile 2013, Enel Sole e l'Unione Nazionale Comuni Comunità Enti Montani (UNCEM) hanno firmato a Roma un protocollo d'intesa per lo sviluppo di pratiche legate all'efficienza energetica. L'accordo prevede una collaborazione diretta tra Enel Sole e UNCEM per l'individuazione e realizzazione di attività legate al risparmio e all'efficienza energetica nei comuni montani aderenti, tra cui l'avvio di appositi progetti di rifacimento e valorizzazione dell'illuminazione pubblica capaci di ridurre i consumi di energia e le emissioni di CO₂, e la realizzazione di impianti di *smart lighting* con ricorso a tecnologie innovative e *audit* energetici. La collaborazione riguarderà inoltre progetti di illuminazione artistica e di *design* per valorizzare il patrimonio storico e artistico dei Comuni montani attraverso sistemi sostenibili dal punto di vista del consumo energetico.

2
maggio

Protocollo d'intesa con la Regione Toscana per lo sviluppo della geotermia

Il 2 maggio 2013 Regione Toscana ed Enel hanno sottoscritto un nuovo protocollo d'intesa che prende spunto dagli sviluppi della geotermia in Toscana per affrontare i temi

9
maggio

Accordo quadro di regolamentazione dell'art. 4, commi 1-7 *ter* della legge n. 92/2012 nel Gruppo Enel

In data 9 maggio 2013, Enel SpA e le rappresentanze delle organizzazioni sindacali FILCTEM, FLAEI e UILTEC hanno siglato un accordo per la regolamentazione in capo al Gruppo Enel delle modalità applicative dell'art. 4, commi 1-7 *ter* della legge n. 92/2012 (cd. "Legge Fornero"). Tale accordo, tenuto conto del ruolo che l'azienda riveste nell'economia italiana e degli obiettivi di riduzione dei costi previsti nel piano industriale, prevede la possibilità di attivare le misure del citato art. 4 al fine di conseguire, in modo non traumatico, il corretto dimensionamento degli organici.

In applicazione di tale accordo, il Gruppo ha avviato tra i propri dipendenti che, per caratteristiche anagrafiche e contributive ricadono potenzialmente nelle misure dell'art. 4, una fase di verifica mediante la raccolta di manifestazioni di interesse entro il 31 agosto 2013. Al termine di tale fase, ciascuna delle società del Gruppo ha effettuato una valu-

tazione dell'adeguatezza delle manifestazioni di interesse raccolte in termini di numero, distribuzione territoriale e organizzativa.

A fronte di tali verifiche, in data 6 settembre 2013, le principali società italiane facenti parte del Gruppo hanno siglato con le rappresentanze delle organizzazioni sindacali FILCTEM, FLAEI e UILTEC un accordo attuativo dell'accordo quadro del 9 maggio 2013 mediante il quale Enel e gli stessi sindacati avevano definito l'*iter* con il quale attivare le misure dell'art. 4, commi 1-7 *ter* della Legge Fornero. Gli accordi aziendali attuativi definiscono per ciascuna società il numero dei dipendenti interessati dalle previsioni di uscita che, complessivamente per il Gruppo, sono risultati pari a 5.328 risorse. Nel frattempo, il Gruppo sta completando le verifiche formali tese ad accertare con gli organismi previdenziali competenti la presenza dei requisiti per l'accesso alle prestazioni. Al 31 dicembre 2013, il piano ha già comportato l'uscita di 1.911 dipendenti.

9

maggio

Avvio progetto Enel Lab

Il 9 maggio 2013, sei giovani aziende italiane e una spagnola sono state selezionate per entrare nel laboratorio d'impresa per la *Clean Technology* creato da Enel. Le sette aziende selezionate propongono progetti che riguardano le energie rinnovabili, le *smart grids*, lo stoccaggio di energia, l'automazione, la digitalizzazione e i sistemi di comunicazione e l'efficienza energetica. I vincitori sono stati scelti su una lista di 13 *start-up* finaliste italiane e spagnole dopo un percorso di selezione, partito nel luglio 2012, a cui hanno partecipato 215 aziende.

Le aziende vincitrici, oltre a ricevere un contributo economico che può arrivare fino a 650.000 euro per lo sviluppo del progetto, potranno crescere all'interno del Gruppo Enel, che le supporterà mettendo loro a disposizione competenze ingegneristiche, tecnologiche, legali e di mercato, che solo un'azienda multinazionale leader nel settore può offrire. Dopo una prima fase di sviluppo, le imprese più promettenti potranno portare a piena maturazione i propri progetti ed eventualmente essere integrate all'interno del mondo Enel.

22

maggio

Acquisto quote di maggioranza in Chisholm View e Prairie Rose

In data 22 maggio 2013, Enel Green Power North America (EGP-NA) ha siglato un accordo per acquisire dal Gruppo GE Capital un ulteriore 26% di azioni di classe A della Chisholm View Wind Project, società che gestisce l'impianto eolico da 235 MW di Chisholm View, per un totale di circa 47 milioni di dollari. EGP-NA ha anche siglato un accordo per acquisire dallo stesso Gruppo un ulteriore 26% di azioni di classe A della Prairie Rose Wind Project, società che gestisce l'impianto eolico da 200 MW di Prairie Rose, per un totale di 34 milioni di dollari.

L'opzione per l'acquisizione delle quote ulteriori era contemplata negli accordi originali tra EGP-NA e le controllate di GE Capital. Al termine delle operazioni, finalizzate all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte della Federal Energy Regulatory Commission, EGP-NA detiene il 75% delle azioni di Classe A di entrambe le società che gestiscono i parchi eolici, mentre il Gruppo GE Capital ne detiene il 25%.

3

giugno

Accordo per l'implementazione delle *smart grids* in Arabia Saudita

Il 3 giugno 2013 Advanced Electronics Company (AEC), ICT Europe ed Enel hanno firmato un *Memorandum of Understanding* (MoU) finalizzato all'implementazione delle *smart grids* nel Regno dell'Arabia Saudita e nei Paesi della Cooperazione del Golfo (CCG), ossia Arabia Saudita, Kuwait, Emirati Arabi Uniti, Qatar, Bahrain e Oman. Forte di un'esperienza decennale nell'*Advanced Meter Infrastructures* (AMI) e di ottimi rapporti di lavoro con le *utility* locali, AEC ha scelto di collaborare con ICT Europe ed Enel, quest'ultima dotata di tecnologia testata sul campo e di competenza internazionale in materia di *smart metering* e *smart grids*, per supportare questa tecnologia in continua evoluzione con le capacità locali. Le tre società hanno siglato un protocollo d'intesa con un *focus* primario sulla fornitura di prestazioni di classe mondiale nelle *smart grids* e nella distribuzione dell'energia elettrica.

19

giugno

Accordo per lo sviluppo della generazione marina

In data 19 giugno 2013, Enel Green Power e 40South Energy, gruppo di società tra le più innovative nel settore del *marine energy* a livello internazionale, hanno avviato l'installazione e la messa in esercizio di un primo generatore R115, con una capacità nominale di 150 kW e di potenza installata pari a circa 100 kW, per la conversione in elettricità dell'energia prodotta dalle onde del mare a Punta Righini (LI). Il nuovo generatore – ideato e costruito da 40South Energy – assicura una completa integrazione nell'ambiente marino e facilità di manutenzione, e sarà in grado, secondo le prime stime, di produrre circa 220 MWh all'anno.

Dopo un periodo di test, una volta valutate da entrambi i partner le performance della macchina in ambiente marino, Enel Green Power prevede di rafforzare la collaborazione con 40South Energy sullo scenario internazionale. L'accordo sottoscritto prefigura infatti, oltre alla vendita del primo generatore R115 alla società di Enel per le rinnovabili da parte di 40South Energy e alla collaborazione tecnologica sui test, la possibilità di aumentare il numero dei generatori da posizionarsi in diversi ambienti marini.

21

giugno

Lettera d'intenti per la cessione di Marcinelle Energie

Il 21 giugno 2013, Enel e Gazprom hanno sottoscritto una lettera d'intenti non vincolante finalizzata alla vendita alla società russa del 100% di Marcinelle Energie, società che possiede una centrale a gas a ciclo combinato in Belgio da 420 MW, per un valore di 227 milioni di euro, che verrà rettificato alla data del *closing* sulla base del valore dell'indebitamento finanziario netto. La lettera d'intenti apre la strada a un accordo vincolante e definitivo, i cui termini e condizioni finali dovevano essere definiti entro la fine di settembre 2013. Successivamente, l'accordo è stato prorogato per ulteriori sei mesi in modo da definire alcuni particolari della negoziazione. Come per altre operazioni simili, l'esecuzione dell'operazione sarà soggetta all'approvazione dei competenti organi sociali delle parti, nonché all'autorizzazione delle autorità competenti in materia *antitrust* e alle altre autorizzazioni previste dalla legge.

27

giugno

Accordo congiunto per la sicurezza delle infrastrutture elettriche del Ministero della Difesa

Il 27 giugno 2013, Enel, il Ministero della Difesa e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno stipulato un accordo per la costituzione di un gruppo di lavoro finalizzato a effettuare, nell'arco dei prossimi 12 mesi, un'analisi sulla sicurezza delle infrastrutture elettriche su alcuni siti individuati dal Ministero stesso.

L'obiettivo dell'accordo è avviare una collaborazione a livello strategico e operativo tra le organizzazioni firmatarie per effettuare studi e analisi volti a minimizzare i rischi, ridurre le vulnerabilità e incrementare l'affidabilità delle infrastrutture elettriche presenti sui siti individuati. In una successiva fase sarà inoltre verificata la possibilità di ampliare questa iniziativa tra le parti anche su altri siti d'interesse strategico.

Il Ministero della Difesa e CDP dovranno curare specificamente gli aspetti finanziari, per la successiva definizione della modalità di finanziamento dei progetti individuati anche attraverso il coinvolgimento di società partecipate da CDP.

1

luglio

Cessione di Enel.si da Enel Green Power a Enel Energia

A seguito dell'accordo siglato in data 17 giugno 2013, Enel Green Power ed Enel Energia hanno reso efficace con decorrenza 1° luglio 2013 la cessione dell'intero capitale di Enel.si, società che offre in Italia al mercato *retail* prodotti e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in *franchising*, composta da oltre 700 installatori specializzati.

Il corrispettivo riconosciuto e versato da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a circa 81 milioni di euro ed è stato determinato, a valle di un meccanismo di aggiustamento prezzo, sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 e della posizione finanziaria netta della società in pari data. Per la Divisione Energie Rinnovabili, l'operazione di cessione si inquadra nell'ambito della strategia di medio-lungo periodo, sempre più orientata a una crescita nel business dello sviluppo, della realizzazione e della gestione di impianti di

generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Per il settore Mercato Italia, che ha una posizione di assoluto rilievo nel settore della vendita di energia elettrica e gas sul mercato libero e sul mercato regolato in Italia a famiglie e imprese, l'acquisizione è inserita nella strategia di ampliare la propria offerta commerciale al settore dell'efficienza energetica, coprendo tutta la gamma di esigenze della clientela *retail* e business connesse all'utilizzo dell'energia elettrica.

9
luglio

Enel Green Power e EFS Buffalo Dunes firmano un accordo di *capital contribution* con un consorzio guidato da J.P. Morgan

In data 9 luglio 2013, Enel Green Power North America Development (EGPD), una controllata statunitense di Enel Green Power, ed EFS Buffalo Dunes, una controllata di GE Capital, hanno firmato un accordo di *capital contribution* con un consorzio guidato da J.P. Morgan. In base all'accordo, il consorzio si impegna a finanziare per circa 260 milioni di dollari statunitensi il progetto eolico di Buffalo Dunes in Kansas, con una capacità installata di 250 MW. Il consorzio include anche la Wells Fargo Wind Holdings, la Metropolitan Life Insurance Company e la State Street Bank and Trust Company.

All'emissione del finanziamento da parte del consorzio – fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo di *capital contribution* – le parti hanno firmato 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.

EFS Buffalo Dunes detiene una quota pari al 51% del progetto eolico ed EGPD detiene il restante 49%, oltre a un'opzione per l'acquisizione del 26% della quota di EFS Buffalo Dunes in date stabilite entro la fine del 2014.

11
luglio

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

In data 11 luglio 2013, l'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel a "BBB" (dal precedente "BBB+"). La stessa agenzia ha confermato ad "A-2" il *rating* a breve termine di Enel. L'*outlook* è stabile.

La modifica del *rating* di Enel 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 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 ha comportato impatti significativi né sul costo del debito in essere, né su quello connesso al nuovo debito, anche in relazione alla scarsa volatilità degli *spread* sul mercato secondario delle obbligazioni emesse da Enel, 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 essi (per un importo pari a circa 2 miliardi di euro), le clausole relative ai *covenant* comportano l'impegno da parte delle società del Gruppo beneficiarie di effettuare la rinegoziazione degli stessi o, alternativamente, di fornire apposite garanzie bancarie. In tal senso, si è optato per la prima ipotesi senza che questo abbia 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*.

9
agosto

Riconversione dell'ex zuccherificio di Finale Emilia

In data 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 finalizzato alla 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.

Enel Green Power prosegue così nella sua strategia di crescita in Italia nel settore delle biomasse e, nel contempo, il Gruppo COPROB perfeziona il complesso processo di ristrutturazione e riconversione degli zuccherifici chiusi nel 2006, per effetto della riforma europea del mercato dello zucchero. Le competenze industriali nel settore delle energie rinnovabili di Enel Green Power unite alla credibilità di COPROB circa l'approvvigionamento della materia prima agricola sono ulteriore garanzia di efficienza e produttività dell'impianto, a tutto vantaggio dello sviluppo del territorio modenese e nel pieno rispetto degli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili.

29
agosto

Aggiudicazione gare per forniture di energia rinnovabile in Brasile

Il 29 agosto 2013, al termine della gara pubblica del 2013 *Brazilian Reserve Auction*, Enel Green Power ha ottenuto il diritto a stipulare con la CCEE (*Camara de Comercialização da Energia Elétrica*) tre contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da altrettanti progetti eolici, per una capacità totale di 88 MW. Gli impianti, siti nello Stato di Bahia dove la società ha già oltre 146 MW in costruzione, costituiscono un ampliamento dei progetti che Enel Green Power si è già aggiudicata nelle gare pubbliche del 2010 e 2012 tenutesi nella stessa regione. I tre campi eolici, che richiedono un investimento complessivo di circa 163 milioni di dollari statunitensi, saranno in grado di generare più di 400 GWh l'anno. Successivamente, in data 4 settembre 2013, Enel Green Power si è anche 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". 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. 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. Si segnala che Enel Green Power adotterà un approccio alta-

mente innovativo e sostenibile per la costruzione dei nuovi impianti, alimentando i cantieri da subito anche con energia rinnovabile. Verrà infatti realizzato un impianto fotovoltaico a film sottile di circa 1,2 MW che sarà in grado di fornire parte dell'energia necessaria ai lavori di costruzione. Una volta realizzati i tre progetti, l'impianto fotovoltaico rimarrà in esercizio, aggiungendo la sua produzione di energia rinnovabile a quella generata dai nuovi impianti idroelettrici.

3

settembre

Emissioni di strumenti finanziari ibridi

Il 3 settembre 2013 è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligazionari non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 60 anni, denominati in euro e in sterline inglesi (GBP) per un controvalore complessivo pari a circa 1,7 miliardi di euro.

In particolare, l'operazione è strutturata nelle seguenti due *tranche*:

- > 1.250 milioni di euro con scadenza 10 gennaio 2074, emessi a un prezzo di 98,956, con cedola fissa annuale del 6,50% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 10 gennaio 2019. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato è pari allo *Euro Swap Rate* a cinque anni incrementato di un margine di 524,20 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 10 gennaio 2024 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 10 gennaio 2039;
- > 400 milioni di sterline inglesi con scadenza 10 settembre 2075, emesse a un prezzo di 98,698, con cedola fissa annuale del 7,75% (oggetto di uno *swap* in euro a un tasso di circa il 7%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 10 settembre 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *GBP Swap Rate* a cinque anni incrementato di un margine di 566,2 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 10 settembre 2025 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 10 settembre 2040.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto, per la *tranche* in euro, da Banca Imi, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria SA, BNP Paribas, Crédit Agricole-CIB Deutsche Bank, ING, J.P. Morgan, Mediobanca, Natixis, Société Générale Corporate & Investment Banking, UniCredit Bank, e, per la

tranche in sterline, da Barclays, BNP Paribas, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, The Royal Bank of Scotland, Santander Global Banking & Markets, UBS Investment Bank.

Successivamente, in data 17 settembre 2013, è stato lanciato sul mercato statunitense un prestito obbligazionario non convertibile destinato a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata di 60 anni, denominato in dollari statunitensi (USD) per un ammontare di 1.250 milioni, per un controvalore alla data di emissione di circa 936 milioni di euro. L'operazione consiste nell'emissione di un prestito obbligazionario di 1.250 milioni di dollari statunitensi con scadenza 24 settembre 2073, a un prezzo di 99,183, con cedola fissa semestrale dell'8,75% (oggetto di uno *swap* in euro a un tasso di circa il 7,50%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 24 settembre 2023. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari all'*USD Swap Rate* a cinque anni incrementato di un margine di 588 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base e di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 settembre 2043.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto da Barclays Capital Inc., Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) LLC, Goldman, Sachs & Co., J.P. Morgan Securities LLC, Merrill Lynch Pierce Fenner & Smith Incorporated, Mitsubishi UFJ Securities (USA) Inc., Mizuho Securities USA Inc. e Morgan Stanley & Co. LLC.

Entrambe le emissioni sono state effettuate in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 7 maggio 2013 e si collocano nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

Ai titoli obbligazionari, quotati presso la Borsa di Dublino, è stato assegnato un rating provvisorio pari a "BB+" da parte di Standard & Poor's, a "Ba1" da parte di Moody's e a "BBB" da parte di Fitch.

19
settembre

Accordo per la fornitura di gas naturale dall'Azerbaigian

Il 19 settembre 2013 Enel Trade ha firmato un accordo della durata di 25 anni con il Consorzio Shah Deniz per l'acquisto

di quota del gas che sarà prodotto dal campo di Shah Deniz - Fase 2 in Azerbaigian e che sarà trasportato in Italia attraverso il gasdotto TAP (Trans-Adriatic Pipeline). Le forniture di gas dall'Azerbaigian saranno utilizzate da Enel per il mercato italiano. L'accordo entrerà in vigore a valle della decisione finale di investimento sul progetto Shah Deniz - Fase 2 che si prevede avrà luogo entro la fine dell'anno. L'erogazione del gas partirà non prima del 2019. La Fase 2 di sviluppo del giacimento di Shah Deniz, che si trova a circa 70 km al largo delle acque azere del Mar Caspio, consentirà la produzione di 16 miliardi di metri cubi di gas che si aggiungeranno ai 9 miliardi di metri cubi già prodotti dalla Fase 1 del giacimento. Grazie alla Fase 2, per la prima volta il gas azero potrà raggiungere l'Europa. Il gas sarà erogato tramite gli oltre 3.500 km di gasdotti che attraversano l'Azerbaigian, la Georgia, la Turchia, la Grecia, la Bulgaria, l'Albania e, passando sotto all'Adriatico, raggiungono l'Italia.

14
ottobre

Memorandum d'intesa con Huaneng per la cooperazione nella generazione energetica

Il 14 ottobre 2013 è stato siglato un *memorandum d'intesa* con il gruppo energetico cinese China Huaneng Group (CHNG) finalizzato a rafforzare la cooperazione in materia di tecnologie del carbone pulito, depurazione dei fumi di combustione, miglioramento dell'efficienza e delle prestazioni degli impianti a carbone, oltre che di energie rinnovabili e generazione distribuita.

Il quadro di riferimento per tale impegno congiunto è il programma di cooperazione tra Enel, il Ministero cinese della Scienza e della Tecnologia e il Ministero italiano dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, avviato nel 2008 per dare impulso all'uso di tecnologie eco-sostenibili nella produzione di energia. Più in particolare, il *memorandum* segue la firma nel 2012 di un altro protocollo d'intesa tra Enel e il Clean Energy Research Institute di CHNG, con cui si avviava la collaborazione tra i due gruppi sulla ricerca in materia di carbone pulito, energie rinnovabili e generazione distribuita.

In particolare, Enel offrirà il proprio contributo principalmente nelle aree seguenti: purificazione dei fumi di combustione, cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica, analisi di progetti pilota per la generazione distribuita in aree urbane con tecnologie innovative ed eco-sostenibili, genera-

zione di energia rinnovabile e implementazione di un assetto normativo per favorire progetti pilota di assegnazione e scambio di quote di emissioni (*cap and trade*) in Cina.

31
ottobre

Aggiudicazione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Sudafrica

In data 31 ottobre 2013, Enel Green Power (EGP) si è aggiudicata il diritto di concludere alcuni contratti per la fornitura di energia con la *utility* sudafricana Eskom per 314 MW di progetti fotovoltaici e 199 MW di progetti eolici (per un totale di 513 MW) nella terza fase della gara promossa dal Governo sudafricano per le energie rinnovabili.

In linea con le regole del programma, EGP ha partecipato alla gara con delle società *ad hoc* in cui detiene 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, mentre 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.

Al loro completamento, previsto nel 2016, 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.

13
novembre

Cessione di SeverEnergia a Rosneft

Il 24 settembre 2013 Enel Investment Holding ha raggiunto un accordo con Itera, società interamente posseduta da Rosneft, operatore russo attivo nel settore petrolifero e del gas, per la vendita del 40% del capitale di Artic Russia BV; tale società possiede a sua volta una partecipazione del 49% in SeverEnergia, che equivale per Enel a una quota

ponderata del 19,6% nel capitale di quest'ultima. Il corrispettivo ammonta a 1,8 miliardi di dollari statunitensi, che sono stati versati in contanti al *closing*, avvenuto a valle dell'ottenimento dell'approvazione delle competenti autorità *antitrust* e ad altre condizioni sospensive usuali, tra cui le rinunce da parte degli altri soggetti coinvolti nell'operazione in data 13 novembre 2013.

26
novembre

Accordo di cooperazione con Rosneft per sviluppi congiunti nell'*upstream* di idrocarburi

In data 26 novembre 2013, Enel e Rosneft hanno siglato un *memorandum* d'intesa per la cooperazione internazionale nel settore dell'*upstream* di idrocarburi.

Con questo accordo le parti intendono collaborare per individuare opportunità commerciali e di sviluppo comune nell'esplorazione, nella produzione e nel trasporto di idrocarburi fuori dal territorio russo. In particolare le due società condivideranno le opportunità di sviluppo internazionale e programmeranno una serie di incontri, seminari e *workshop* per lo scambio di informazioni sulle attività di esplorazione e produzione e sulle rispettive strategie nel settore.

Il gruppo di lavoro congiunto Enel e Rosneft previsto dall'accordo, analizzerà inoltre le opportunità di cooperazione con particolare riferimento a Paesi dell'America Latina, del Sud Europa, e del bacino del Mediterraneo e Nord Africa.

29
novembre

Aggiudicazione contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica al mercato regolato in Cile

In data 29 novembre 2013, Enel Green Power (EGP) si è aggiudicata il diritto di concludere contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica 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, avrà inizio nel corso del mese di dicembre 2013 con scadenza nel 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.



Cessione a F2i e Ardian del 14,8% di Enel Rete Gas

In data 6 dicembre 2013, Enel SpA ed Enel Distribuzione hanno firmato con F2i SGR SpA (F2i), Ardian e F2i Reti Italia Srl (F2i Reti Italia) un accordo per la cessione della residua partecipazione (pari al 14,8% del capitale sociale) posseduta da Enel Distribuzione in Enel Rete Gas.

L'accordo prevede un corrispettivo per la cessione pari a 122,4 milioni di euro, cui corrisponde una valutazione complessiva dell'azienda in linea con la RAB (*Regulated Asset Base*). La cessione è soggetta al diritto di prelazione degli azionisti di Enel Rete Gas, tra cui F2i Reti Italia (società controllata da F2i e Ardian che detiene l'85,1% del capitale sociale di Enel Rete Gas), che si impegna a esercitarlo in favore di una società di nuova costituzione anch'essa controllata da F2i e Ardian.

L'accordo prevede inoltre che, contestualmente al trasferimento della partecipazione, F2i Reti Italia rimborsi a Enel, anticipatamente rispetto alla scadenza naturale del 2017, il finanziamento (c.d. "*vendor loan*") ricevuto da quest'ultima nel 2009, in occasione della cessione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas.

In data 20 dicembre 2013 è stata data esecuzione all'accordo stipulato tra le parti. In attesa della scadenza dei termini per l'esercizio del diritto di prelazione da parte di tutti gli altri azionisti di Enel Rete Gas (che rappresentano complessivamente circa lo 0,05% del capitale sociale) ed essendosi verificate le condizioni sospensive dell'accordo, in tale data Enel Distribuzione ha finalizzato la cessione a F2i Reti Italia 2 della partecipazione proporzionalmente spettante a F2i Reti Italia per un corrispettivo di circa 122,3 milioni di euro. Enel Distribuzione procederà successivamente, una volta che siano decorsi i termini per l'esercizio del diritto di prelazione, alla vendita delle azioni residue di Enel Rete Gas agli altri azionisti che avranno esercitato tale diritto o, in caso di mancato esercizio, a F2i Reti Italia 2, realizzando in tal modo il previsto incasso complessivo di 122,4 milioni di euro.

In data 20 dicembre 2013 F2i Reti Italia ha inoltre rimborsato a Enel il *vendor loan* per un ammontare pari a circa 177 milioni di euro (importo comprensivo del capitale iniziale, nonché degli interessi maturati e non ancora rimborsati).

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2013	2012 restated
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,81	1,68
Risultato operativo per azione (euro)	1,06	0,72
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,34	0,03
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,33	0,30
Dividendo unitario (euro) ⁽¹⁾	0,13	0,15
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,82	3,80
Prezzo massimo dell'anno (euro)	3,38	3,31
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,30	2,03
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,10	3,05
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	29.150	28.774
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Dividendo deliberato dall'Assemblea il 22 maggio 2014.

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

		Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2011
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE MIB		9,17%	8,82%	11,02%	12,98%
- su indice STOXX Europe 600 Utilities		7,61%	7,61%	8,33%	8,25%
- su indice Bloomberg World Electric		3,31%	3,12%	3,17%	2,93%
Rating:					
Standard & Poor's	Outlook	Stable	Stable	Negative	Watch Negative
	M/L termine	BBB	BBB	BBB+	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2	A3
	Breve termine	P2	P2	P2	P2
Fitch	Outlook	Watch Negative	Watch Negative	Watch Negative	Stable
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+	A-
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2014.

Nel corso del 2013 i sistemi macroeconomici sono stati caratterizzati da tassi di crescita relativamente contenuti con specificità relative nelle diverse aree geografiche.

Negli Stati Uniti si è assistito a un rafforzamento significativo dell'economia. Tale miglioramento ha consentito alla Federal Reserve di ridurre gli acquisti di titoli senza un incremento della volatilità sui mercati finanziari.

Nei Paesi emergenti la crescita economica ha mostrato andamenti differenziati: sostenuta in Cina e modesta negli altri Paesi in via di sviluppo (in particolare in Brasile e Russia).

Nell'area dell'euro si è registrata una modesta ripresa economica che continua a dare segni di fragilità.

Per quanto riguarda l'Italia, il 2013 si è chiuso con un ulteriore calo del PIL. Tuttavia, nel terzo trimestre 2013 si è interrotta la caduta del prodotto interno lordo nazionale in atto dall'estate del 2011.

Il generale contesto economico di miglioramento delle economie avanzate ha favorito sia una riduzione dei premi per il rischio nei mercati del debito pubblico e privato, sia la cre-

uscita delle quotazioni nei mercati finanziari.

In particolare, le tensioni sul debito sovrano nei Paesi del Sud Europa si sono attenuate in modo significativo nel corso del 2013.

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2013 con rialzi significativi. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2013 con una variazione positiva del +18%.

In tale contesto il settore delle *utilities* europeo ha registrato una variazione positiva più contenuta e pari a circa il +7% con scostamenti significativi tra le performance registrate dai titoli che compongono l'indice (si va da una variazione positiva di oltre l'80% registrata da EDF a una variazione negativa di circa il 15% di RWE).

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2013 si è concluso sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente (il titolo Enel ha chiuso il 2013 a un prezzo pari a 3,174 euro ovvero +1% rispetto alla chiusura dell'anno precedente). Il calo accumulato nei primi nove mesi del 2013 dal titolo è stato totalmente riassorbito nell'ultimo trimestre dell'anno.

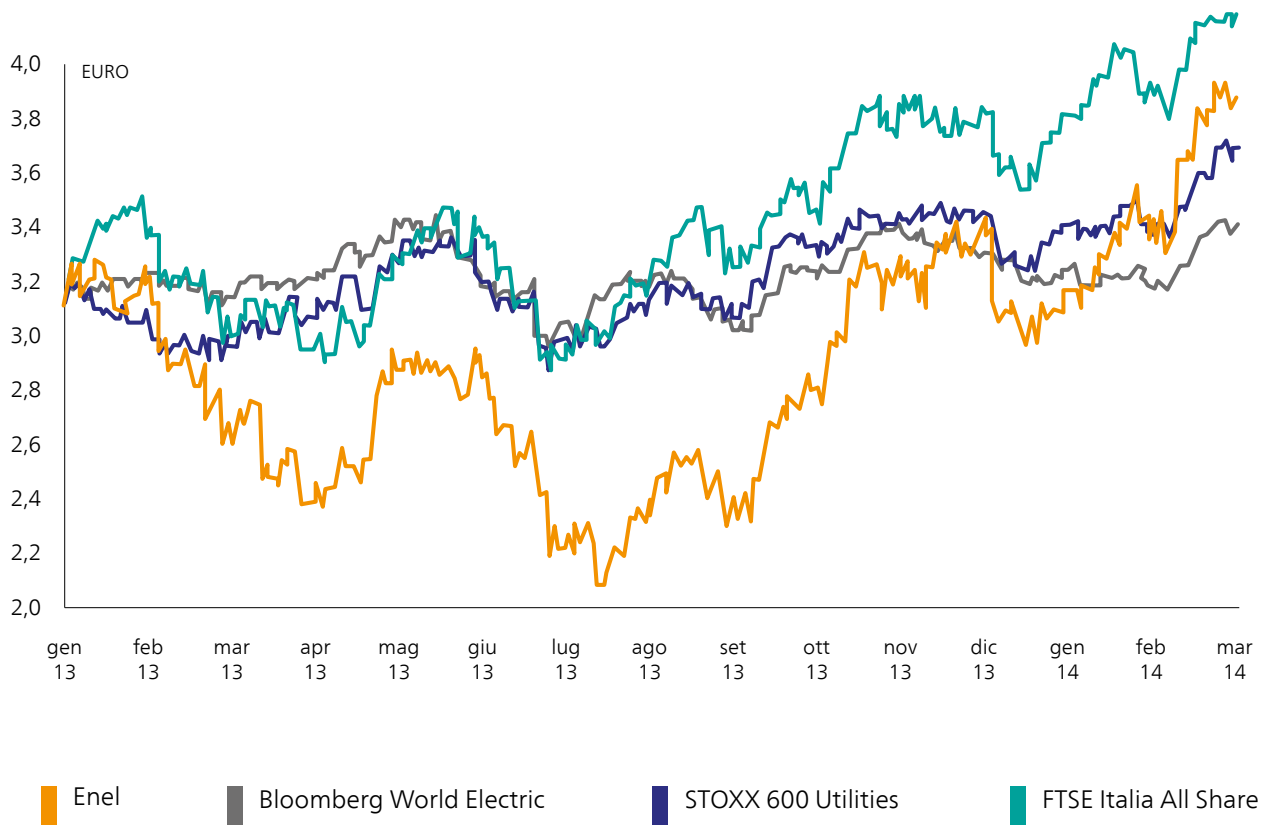
Il 27 giugno 2013 è stato pagato il dividendo relativo agli utili 2012 per un importo pari a 15 centesimi di euro.

Al 31 dicembre 2013 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 41,9% da investitori istituzionali e per il 26,9% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione *Investor Relations* (www.enel.com/it-IT/investors/) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, STOXX Europe 600 Utilities e FTSE Italia All Share, dal 1° gennaio 2013 al 28 febbraio 2014



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 dalla 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 +1,3% 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.

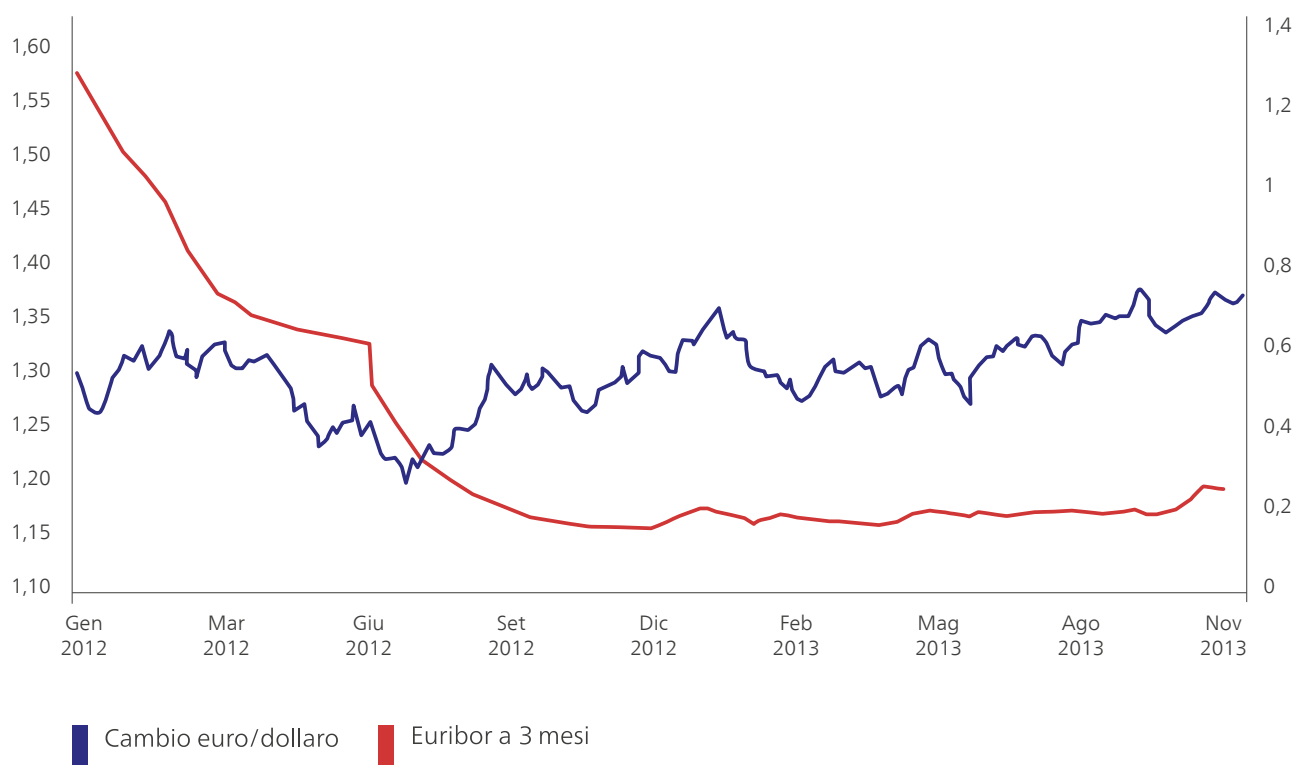
Incremento annuo del PIL in termini reali

%	2013	2012
Italia	-1,8	-2,6
Spagna	-1,2	-1,6
Portogallo	-1,5	-3,2
Belgio	0,2	-0,1
Grecia	-3,6	-6,4
Francia	0,2	-
Bulgaria	0,8	0,8
Romania	3,5	0,7
Slovacchia	1,3	1,8
Russia	1,3	3,4
Argentina	5,5	1,9
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

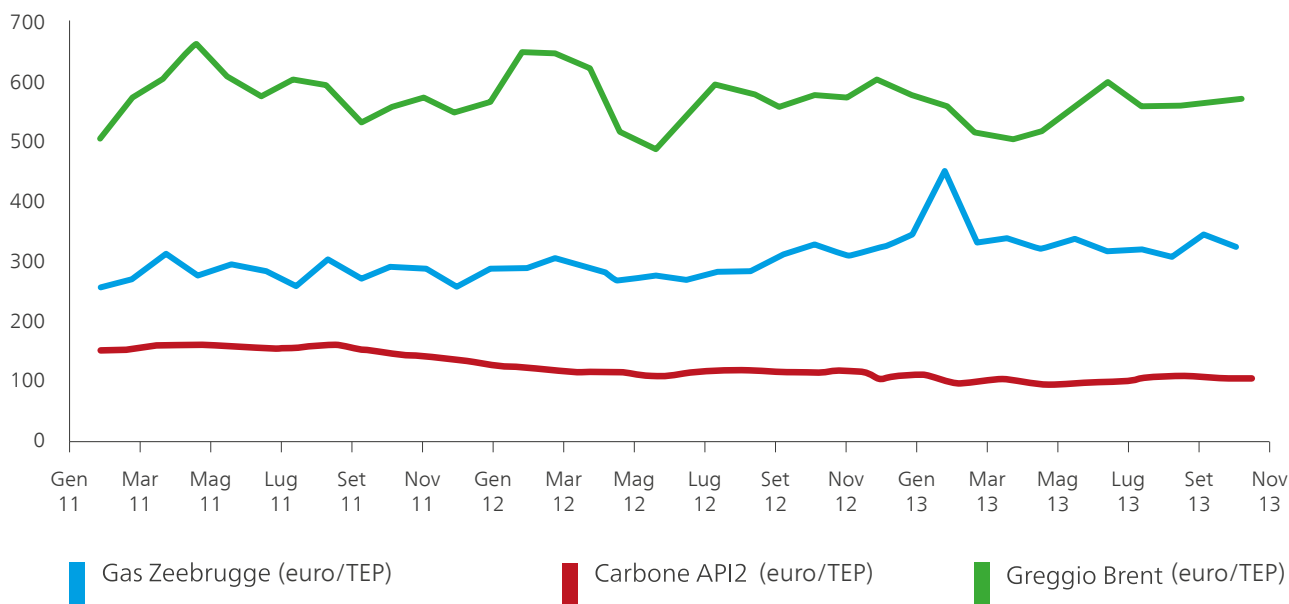


Le quotazioni internazionali delle *commodity*

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 nord-americana: +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 cor-

so 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	2013-2012
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%
Slovacchia	26.745	26.842	-0,4%
Russia ⁽²⁾	767.804	769.418	-0,2%
Argentina	130.272	125.705	3,6%
Brasile	565.065	546.595	3,4%
Cile ⁽³⁾	49.343	47.340	4,2%
Colombia	60.885	59.435	2,4%
Perù	39.789	37.321	6,6%
USA ⁽⁴⁾	3.689.294	3.686.777	0,1%

(1) Dato al 30 settembre 2013 e 2012.

(2) Europa/Urali.

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

(4) 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 determinante sui livelli della domanda elettrica. Nei restanti

Paesi europei, nel 2013 si rileva una domanda elettrica rispetto al 2012 in crescita in Francia (1,1%) e in leggero decremento in Russia (-0,2%). Continua la forte crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Colombia (2,4%), Argentina (3,6%) e Brasile (3,4%) e ancor più elevati per Cile (4,2%) e Perù (6,6%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
Produzione netta:				
- termoelettrica	182.528	207.331	(24.803)	-12,0%
- idroelettrica	52.515	43.260	9.255	21,4%
- eolica	14.886	13.333	1.553	11,6%
- geotermoelettrica	5.305	5.251	54	1,0%
- fotovoltaica	22.146	18.631	3.515	18,9%
Totale produzione netta	277.380	287.806	(10.426)	-3,6%
Importazioni nette	42.153	43.103	(950)	-2,2%
Energia immessa in rete	319.533	330.909	(11.376)	-3,4%
Consumi per pompaggi	(2.389)	(2.689)	300	11,2%
Energia richiesta sulla rete	317.144	328.220	(11.076)	-3,4%

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.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2013	2012	2013-2012	
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 mercato 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	2013-2012	
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.

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	-16,6%	70,3	-17,6%
Spagna	44,3	-6,3%	50,7	-3,7%
Russia	24,8	4,3%	28,6	4,0%
Slovacchia	37,2	-13,2%	48,9	-10,6%
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

	2013	2012	2013-2012
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	-1,1%
Slovacchia	13,8	14,0	-1,4%
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%
Slovacchia	12,4	12,7	-2,4%

(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	65,2	81,2	73,5	81,5	65,7
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): prezzo al lordo delle 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 un decremento del 16,6% 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 dell'1,7%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2013	2012	2013-2012	
Italia	70.087	74.929	(4.842)	-6,5%
Spagna	28.662	31.183	(2.521)	-8,1%

Il 2013 è stato caratterizzato da una riduzione della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. Tale decremento è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo e al

mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2013	2012	2013-2012	
Usi domestici e civili	30.061	30.832	(771)	-2,5%
Industria e servizi	16.651	16.872	(221)	-1,3%
Termoelettrico	21.224	24.952	(3.728)	-14,9%
Altro ⁽¹⁾	2.151	2.273	(122)	-5,4%
Totale	70.087	74.929	(4.842)	-6,5%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2013 si attesta a 70.087 milioni di metri cubi, registrando un decremento del 6,5% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettri-

ca, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare a una più rigida curva termica registrata nel periodo precedente.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2013				2012			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m ³ (centesimi di euro/m ³):								
prezzo al lordo delle imposte	92,8	88,9	88,4	85,8	86,4	87,9	90,2	91,2

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto è incrementato dello 0,1%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Internal Energy Market

Nel febbraio 2011 il Consiglio dell'Unione Europea ha stabilito l'obiettivo di integrare i mercati energetici europei entro il 2014, con l'intento di creare un mercato unico dell'elettricità e del gas, di offrire ai consumatori piena libertà di scelta in un contesto di prezzi equi e concorrenziali, di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili e di garantire e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti. A tal fine, il Consiglio ha dato mandato alla Commissione, all'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori Energetici (ACER) e alle associazioni europee dei gestori delle reti elettriche e del gas (ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity* ed ENTSO-G - *European Network of Transmission System Operators for Gas*) di sviluppare i Codici di Rete Europei. Tali Codici hanno lo scopo di definire un insieme di regole comuni e armonizzate per facilitare la gestione delle questioni transfrontaliere con un approccio sistematico e coordinato. Il 2013 ha visto in particolare il pieno avanzamento nel processo di sviluppo e approvazione di numerosi Codici di Rete elettrici nei tre ambiti di *Market*, *System Operation* e *Grid Connection*.

Parallelamente, per conseguire gli obiettivi di interesse pubblico sopra menzionati, gli Stati Membri possono intraprendere autonomamente diverse iniziative che, se non adeguatamente disegnate e coordinate a livello europeo, possono avere effetti distorsivi sul funzionamento del mercato interno dell'energia. In quest'ottica, con particolare riferimento ai mercati elettrici, nel novembre 2013 la Commissione ha pubblicato un pacchetto di linee guida per fornire agli Stati Membri indicazioni non vincolanti in merito agli interventi pubblici relativi: i) all'adeguatezza della generazione; ii) agli strumenti di supporto alle rinnovabili e relativi meccanismi di cooperazione tra Stati; iii) allo sviluppo della *demand response*.

Regolamento sugli strumenti derivati *over the counter* (OTC), le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (EMIR)

Il 23 febbraio 2013 sono stati pubblicati come Regolamenti Delegati della Commissione Europea i principali atti di imple-

mentazione del Regolamento n. 648/2012 del Parlamento e del Consiglio Europeo sugli strumenti derivati OTC, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni, che era entrato in vigore il 16 agosto dell'anno precedente.

Tale regolamento, comunemente noto come EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*), introduce nuove regole di compensazione centralizzata e mitigazione del rischio per i contratti derivati eseguiti *over the counter* (OTC). Le istituzioni non finanziarie sono sottoposte all'obbligo di compensazione centralizzata e all'adozione di alcune tecniche di mitigazione del rischio solo nel caso in cui le posizioni, che esse e le altre società non finanziarie dello stesso gruppo assumono in derivati OTC (limitatamente a quelle non finalizzate alla copertura del rischio commerciale), superino soglie prefissate (le c.d. "soglie di compensazione").

A partire dal 15 marzo 2013 sono vigenti alcuni degli obblighi introdotti dal regolamento EMIR, tra cui alcune tecniche di mitigazione del rischio per le transazioni in derivati OTC non sottoposte a compensazione centralizzata e l'obbligo per le società non finanziarie di monitorare le proprie posizioni in derivati OTC rispetto alle soglie di *clearing*. Ulteriori obblighi di mitigazione del rischio sono entrati in vigore il 15 settembre 2013.

A partire dal 12 febbraio 2014 è entrato in vigore l'obbligo di *reporting* giornaliero di tutte le transazioni in derivati effettuate dalle società europee.

Emission Trading System

Sin dal 2005 le installazioni del Gruppo Enel presenti in Europa sono soggette all'*Emission Trading System* europeo (EU ETS), che consiste in un sistema di mercato volto a ridurre le emissioni dei gas a effetto serra. L'obiettivo di riduzione fissato al 2020 per gli operatori soggetti al sistema è pari al 21% (rispetto ai livelli del 2005). Il 1° gennaio 2013 è iniziata la terza fase di implementazione (2013-2020) che prevede una serie di importanti cambiamenti introdotti dalla Direttiva 2009/29/CE e da successivi regolamenti al fine di migliorare l'efficienza, la trasparenza e l'efficacia del sistema.

La principale innovazione riguarda il metodo di allocazione delle quote di emissione, ove l'assegnazione gratuita delle quote verrà gradualmente sostituita da un'allocazione tramite asta. Il settore elettrico dovrà acquistare all'asta il 100%

delle quote necessarie già a partire da gennaio 2013. I proventi derivanti da tali aste sono gestiti dagli Stati Membri che dovranno però destinare almeno il 50% delle entrate al finanziamento di progetti nell'ambito delle tecnologie *low carbon* (*Carbon Capture and Storage* - CCS, fonti rinnovabili ecc.).

Nel corso del 2013 è stata finalizzata l'istituzione del Registro Unico Europeo che ha sostituito i registri nazionali per la contabilizzazione delle quote di emissione e incrementato il grado di sicurezza e di trasparenza del mercato.

Inoltre, nel mese di novembre 2013, è stato approvato un nuovo regolamento registri che definisce le regole di calcolo della flessibilità (uso di crediti internazionali per il rispetto della *compliance*) per la terza fase. Fatta eccezione per la categoria "nuovi entranti", non è prevista flessibilità aggiuntiva per il periodo 2013-2020; tuttavia sarà possibile utilizzare il diritto di flessibilità residuo di fase 2 fino al 2020.

Sempre a novembre del 2013 è stata avviata la monetizzazione dell'ultima *tranche* di 100 milioni di EUAs della Riserva Nuovi Entranti (NER 300) da parte della Banca Europea per gli Investimenti (BEI), i cui proventi serviranno a finanziare progetti pilota nel campo delle fonti rinnovabili innovative e della tecnologia CCS.

Per quanto riguarda, invece, l'inclusione del settore aereo nell'EU ETS avvenuta nel 2012, a seguito dei numerosi ricorsi legali intentati da alcune compagnie aeree extra europee, l'obbligo di *compliance* sotto l'EU ETS è stato limitato allo spazio aereo europeo fino al raggiungimento di un accordo globale per un meccanismo di mercato che regoli le emissioni del settore a livello mondiale.

In ultimo, nel mese di dicembre 2013, è stata approvata la Decisione di modifica della Direttiva ETS che autorizza formalmente la Commissione Europea a modificare il calendario d'aste della terza fase, posticipando la vendita di 900 milioni di quote al fine di ridurre l'eccesso di offerta sul mercato del carbonio nel breve periodo (c.d. "opzione *back-loading*").

Direttiva Emissioni Industriali

Nell'ambito della fase d'implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, 2010/75/UE) la Commissione Europea sta lavorando all'aggiornamento del documento di riferimento delle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione (BREF LCP), che include i livelli di emissione associati alle migliori tecnologie disponibili che dovranno essere considerati nelle autorizzazioni. Nella seconda metà del 2013 è stata condotta una consultazione sulla prima bozza presentata dalla Commissione. La conclusione del processo di revisione prevista per la fine del 2014 potrebbe essere rinviata ai primi mesi del 2015.

Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica

A valle del processo di comitologia, il 15 giugno 2013 è stato pubblicato il Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica (Regolamento della Commissione Europea n. 543/2013). Tale regolamento determina il set di dati minimo su generazione, trasporto, consumo e bilanciamento che deve essere reso disponibile dai partecipanti al mercato elettrico, per successiva raccolta e pubblicazione centralizzata.

ENTSO-E avrà il compito di istituire una piattaforma centrale per la trasparenza delle informazioni, dove saranno aggregati e pubblicati i dati ricevuti dai TSO o da altri *data provider*.

Pacchetto "Clima Energia al 2030"

Il 22 gennaio 2014 è stato pubblicato dalla Commissione Europea il pacchetto "Clima Energia al 2030", composto dai seguenti documenti:

- > una comunicazione sulla strategia europea in campo energetico-climatico che propone per il 2030:
 - un obiettivo vincolante a livello comunitario di riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990, con uno sforzo di riduzione maggiore previsto per i settori ETS (-43% rispetto al 2005);
 - un obiettivo vincolante a livello comunitario di produzione da fonti rinnovabili del 27% sul consumo finale di energia (non traducibile in obiettivi nazionali);
 - nessun obiettivo di efficienza energetica;
 - un nuovo quadro di governance da implementare mediante "Piani nazionali per lo sviluppo competitivo, sicuro e sostenibile dell'energia" per assicurare l'omogeneità delle politiche degli Stati Membri;
- > una proposta legislativa volta a introdurre nello schema di *emission trading* europeo (EU ETS) un meccanismo di aggiustamento automatico dell'offerta di quote;
- > una comunicazione sui prezzi dell'energia finalizzata a comparare le componenti dei prezzi finali tra Stati Membri e tipologie di clienti;
- > una comunicazione sull'esplorazione e produzione degli idrocarburi non convenzionali (in particolare lo *shale gas*).

Il quadro regolamentare italiano

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria 1992/96/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione di Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (*unbundling*).

L'implementazione a livello nazionale delle successive direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e con il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa apertura del mercato *retail* e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004) tramite la sua separazione proprietaria dagli altri operatori della filiera.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha avuto invece inizio con la direttiva 1998/30/CE, recepita in Italia nel 2000 con il decreto legislativo n. 164, che ha previsto la liberalizzazione delle attività di importazione, produzione e vendita del gas e la separazione societaria delle attività di gestione delle infrastrutture di rete dalle altre attività del settore. In merito al modello di *unbundling* delle attività di trasporto dalle altre attività diverse da quelle di rete, con delibera n. 515/2013/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha certificato il passaggio a un modello di separazione proprietaria ai sensi della direttiva 2009/73/CE.

Divisione Mercato

Energia elettrica

Mercato *retail*

Come disposto dalla direttiva 2003/54/CE, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero o essere serviti in un regime regolato. Tale regime è stato definito con la legge n. 125/2007 che ha istituito i servizi di "maggior

tutela" (per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione) e di "salvaguardia" (per i clienti di maggiori dimensioni non ammessi al servizio di maggior tutela).

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. Nel periodo 2011-2013, Enel Energia ha svolto il servizio di salvaguardia in cinque delle dodici aree assegnate (Umbria e Marche; Sardegna; Campania; Basilicata e Calabria; Sicilia). A ottobre 2013 l'AEEG ha rivisto la disciplina di assegnazione ed erogazione del servizio a partire dal 2014 prevedendo una diversa allocazione delle aree territoriali con una riduzione del loro numero (da dodici a dieci). Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 novembre 2013 ha altresì confermato la durata triennale del servizio. In esito alla nuova asta per il periodo 2014-2016, Enel Energia è risultata assegnataria di cinque delle dieci nuove aree (Veneto, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia; Sardegna; Campania e Abruzzo; Calabria; Sicilia).

Il servizio di maggior tutela è invece garantito da società di vendita collegate ai distributori (Enel Servizio Elettrico per i clienti allacciati alle reti di Enel Distribuzione). Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'AEEG e aggiornate su base trimestrale, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti.

Sul mercato libero i prezzi sono definiti dagli esercenti e l'intervento dell'AEEG è limitato alla definizione di regole a tutela sia dei clienti sia degli stessi esercenti.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'AEEG ha adottato alcuni provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli esercenti, aumentato negli ultimi anni per effetto della congiuntura economica e della mancanza di regole tali da impedire ai clienti di cambiare il fornitore (*switching*) al solo scopo di evitare il pagamento delle fatture dovute.

Gas

Mercato *retail*

Il decreto legislativo n. 164/2000 ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2003, tutti i clienti sono liberi di scegliere il proprio fornitore di gas naturale sul mercato libero.

Parallelamente è garantito un servizio di tutela (limitatamente ai soli clienti domestici, come disposto dal decreto legge del 21 giugno 2013, n. 69) per cui le società di vendita sono tenute a proporre alla clientela, unitamente alle proprie offerte commerciali, le condizioni economiche di riferimento definite dall'AEEG.

In assenza di un venditore, la continuità di fornitura dei picco-

li clienti non morosi (domestici e altri usi con consumi annui < 50.000 Smc) e dei clienti che svolgono attività di servizio pubblico è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI); nel caso di morosità o di impossibilità di attivare il FUI la continuità della fornitura è garantita dal Fornitore di Default Distribuzione (FDD), individuato annualmente – al pari del FUI – attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale. Per il periodo 1° ottobre 2013 - 30 settembre 2014 Enel Energia è risultata assegnataria del servizio di *default* su tutte le aree territoriali oggetto di gara.

A partire dal 1° ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela. In particolare, l'AEEG ha modificato le modalità di determinazione della componente materia prima (QE), storicamente legata ai prezzi dei prodotti petroliferi, indicizzandola totalmente ai prezzi *spot* e ha introdotto componenti di gradualità per favorire la transizione verso modalità di approvvigionamento di breve termine. In un'ottica di maggiore aderenza ai costi, l'AEEG ha anche stabilito un incremento di circa il 50% della componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD).

Divisione Generazione ed Energy Management

Energia elettrica

Produzione e mercato all'ingrosso

L'attività di produzione di energia elettrica è stata completamente liberalizzata nel 1999 con il decreto legislativo n. 79/1999 e può essere esercitata da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato *spot* organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (*over the counter*). La piattaforma organizzata è il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene. Possono essere anche negoziati contratti finanziari derivati aventi come sottostante l'energia elettrica. La sede di negoziazione organizzata per tali transazioni è il mercato a termine (IDEX), gestito da Borsa Italiana. Anche i contratti finanziari possono essere negoziati su piattaforme *over the counter*.

I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel *trading* di energia, a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio e all'Acquirente Unico che ha il compito di assicurare la fornitura di energia ai clienti in regime di maggior tutela.

Inoltre, ai fini dello svolgimento dell'attività di dispacciamento, intesa come la gestione efficiente dei flussi di energia sulla rete per assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, l'energia è oggetto di transazioni in un apposito mercato, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna si approvvigiona dai produttori delle risorse necessarie per tale attività.

La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) e al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). In particolare, nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'AEEG ha adottato alcuni provvedimenti per la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Tali impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'AEEG.

La normativa ha poi previsto, fin dall'avvio del mercato nel 2004, una forma di remunerazione amministrata della capacità produttiva; viene riconosciuto, in particolare, uno specifico corrispettivo agli impianti che si rendono disponibili in determinati periodi dell'anno individuati *ex ante* dal Gestore di rete come critici per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEG ha pubblicato la delibera n. 98/11 che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni. Le prime aste si svolgeranno a valle dell'approvazione da parte del MSE del nuovo meccanismo predisposto dall'AEEG.

Per far fronte a situazioni di criticità del sistema gas, quale quella occorsa nel periodo compreso tra il 6 e il 16 febbraio 2012, il decreto legge n. 83 del 2012 – convertito con legge n. 134 del 7 agosto 2012 – ha disposto, dall'anno termico 2012-2013, l'individuazione su base annuale degli impianti termoelettrici che possono contribuire alla sicurezza del sistema grazie all'impiego di combustibili diversi dal gas naturale.

Tali impianti – diversi rispetto a quelli essenziali per il sistema elettrico – hanno diritto al reintegro dei costi sostenuti secondo modalità definite dall'AEEG a fronte della disponibilità a entrare in esercizio, in caso di crisi del sistema gas, nel periodo 1° gennaio - 31 marzo di ciascun anno termico.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate.

Secondo le disposizioni previste dal decreto legislativo n. 130/2010, gli operatori non possono detenere quote di mercato superiori al 40% dei consumi nazionali; tale soglia può comunque essere elevata al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi entro il 2015. In attuazione di tale disposizione, all'inizio del 2011 il MSE ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni. Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEG, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2 settembre 2013. Il MT ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi alla piattaforma di negoziazione *spot* ("Borsa gas") operativa dal 2010 e al mercato del bilanciamento avviato a dicembre 2011 secondo le regole definite dall'AEEG.

Per favorire l'integrazione del mercato italiano con quello europeo in ottemperanza con le regole comunitarie, l'AEEG, facendo seguito all'avvio di aste giornaliere per il rilascio della capacità di trasporto contrattualizzata ma non utilizzata su TAG (gasdotto di interconnessione tra l'Austria e l'Italia), ha introdotto nel 2012 meccanismi volti a favorire l'eventuale ingresso di gas *spot* attraverso il punto di entrata di Tarvisio. Nel 2013 tali previsioni sono state estese al punto di entrata di Passo Gries.

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'AEEG che fissa le tariffe per l'esercizio di tali attività all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e le aggiorna annualmente, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti, nel corso dello stesso periodo.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione (di du-

rata massima ventennale) rilasciata dal MSE ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale. L'accesso alla capacità di trasporto, stoccaggio e rigassificazione avviene attraverso meccanismi non discriminatori definiti dall'AEEG, in modo da garantire il *Third Party Access* (TPA). Il MSE con proprio decreto può concedere l'esenzione dal TPA alle imprese titolari di impianti di stoccaggio, di rigassificazione o di gasdotti di interconnessione con l'estero; l'esenzione viene concessa a valle di esplicita richiesta delle imprese interessate e sulla base di valutazioni sui benefici dell'infrastruttura per il sistema.

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da Enel Distribuzione sulla base di una concessione di durata trentennale con scadenza nel 2030.

Le tariffe di distribuzione sono fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) secondo il principio della copertura del costo totale del servizio, considerando i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del *price cap*, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti denominato *X factor*. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Per il primo biennio (2012-2013) del quarto periodo di regolazione tariffaria l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6%. Per il biennio 2014-2015 l'AEEG ha aggiornato tale tasso al 6,4% sulla base dei valori dei rendimenti del BTP decennale. Sono inoltre previste maggiorazioni del WACC dell'1% per gli investimenti realizzati dal 2012 e ulteriori maggiorazioni

(comprese tra l'1,5% e il 2%) per determinate categorie di investimenti (per esempio linee MT in centri storici, connessioni in aree ad alta densità di fonti rinnovabili). L'*X factor* utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari al 2,8% per l'attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura.

Con la delibera n. 607 del 2013, l'AEEG ha modificato il trattamento regolatorio dei contributi di allacciamento cosiddetti "*a forfait*" prevedendo che, ai fini della determinazione delle tariffe, siano considerati come partita rettificativa del capitale investito riconosciuto invece che dei costi operativi riconosciuti come avvenuto fino a oggi.

L'attività di distribuzione di energia elettrica è inoltre soggetta a una regolazione della qualità del servizio che prevede la fissazione da parte dell'AEEG di livelli tendenziali annui relativamente ai seguenti indicatori di continuità del servizio per clienti allacciati in bassa tensione:

- > durata delle interruzioni lunghe;
- > numero delle interruzioni lunghe e brevi.

Per ciascun anno i distributori sono soggetti a premi o penali, a seconda che le effettive performance calcolate in base ai predetti indicatori di efficienza siano risultate migliori o peggiori rispetto ai valori tendenziali stabiliti.

Efficienza energetica

Certificati bianchi

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Tali decreti, successivamente integrati e aggiornati nel 2007, hanno fissato per gli anni 2005-2012 gli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione.

Per dimostrare di aver raggiunto i *target* assegnati e non incorrere in sanzioni, i distributori devono consegnare all'AEEG, entro il 31 maggio di ogni anno, un numero di TEE almeno pari a una percentuale predefinita del loro obbligo.

A parziale copertura dei costi sostenuti per il conseguimento dell'obiettivo, l'AEEG riconosce ai distributori un contributo tariffario che per l'anno 2012 è stato fissato in 86,98 euro/tep per ogni TEE consegnato. Con il decreto del 28 dicembre 2012, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha fissato nuovi e crescenti obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2013-2016.

È stata inoltre ridotta – limitatamente al periodo 2013-2014 – la quota minima di conseguimento dell'obbligo dal 60% al 50%. Il MSE ha previsto la possibilità di compensare la quota residua dell'obbligo nel biennio successivo (anziché nell'anno successivo come previsto dai precedenti decreti).

Con la delibera n. 13 del 2014 l'AEEG, sulla base dei criteri generali indicati nello stesso decreto ministeriale 28 dicembre 2012, ha rivisto le modalità di determinazione del contributo tariffario a partire dall'anno d'obbligo 2013. Nello specifico, l'AEEG ha previsto la definizione di un contributo preventivo all'inizio di ciascun anno d'obbligo e di un contributo definitivo riconosciuto alle imprese distributrici e calcolato al termine dello stesso anno tenendo conto dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato. Il contributo preventivo per l'anno d'obbligo 2013 è pari a 96,43 euro/TEP.

Divisione Energie Rinnovabili

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Gli obiettivi e gli strumenti di sostegno sono definiti dal legislatore in coerenza con le direttive comunitarie di settore, mentre l'attuazione spetta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), soggetto istituzionale responsabile dell'incentivazione alle fonti rinnovabili.

Incentivazione fonte solare - Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe *feed-in premium*, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.

Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (*feed-in tariff*) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro che è stata raggiunta il 6 giugno 2013; pertanto gli incentivi del Quinto Conto Energia sono cessati a partire dal 6 luglio 2013.

Fonti rinnovabili diverse dal solare: certificati verdi e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi.

L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo e un minimo. Il *cap* corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo possesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art. 2 della legge n. 244/2007) pari, per le produzioni rinnovabili 2013, a 114,46 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo a cui il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per il periodo 2011-2015, tale valore è definito, per le produzioni rinnovabili di ciascun anno, in misura pari al 78% della differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente ed è pari, per la produzione rinnovabile 2013, a 89,28 euro/MWh.

Il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012) hanno introdotto una sostanziale revisione dell'incentivazione per gli impianti in esercizio dal 1° gennaio 2013.

In particolare, per gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) il decreto ministeriale di cui sopra ha previsto un'incentivazione tramite tariffe onnicomprensive differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di dimensioni maggiori, invece, ottengono incentivi onnicomprensivi definiti sulla base di meccanismi d'asta al ribasso gestiti dal GSE. In particolare, è previsto che il titolare dell'impianto di produzione formuli un'offerta di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa onnicomprensiva vigente per l'ultimo scaglione di potenza degli impianti di piccole dimensioni.

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- > progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- > incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi – a partire dal 2015 – attraverso tariffe a premio equivalenti, determinate in analogia al prezzo attuale di ritiro degli stessi.

Per assicurare il controllo dei costi sostenuti per l'incentivazione, il decreto del 6 luglio 2012 fissa in 5,8 miliardi di euro l'importo massimo degli oneri aggregati annui – inclusi gli impianti già incentivati tramite certificati verdi – destinabili all'incentivazione delle fonti diverse da quella solare.

Sbilanciamento impianti non programmabili

Oltre agli incentivi diretti (tariffe e certificati verdi), le fonti rinnovabili non programmabili beneficiavano dell'esenzione dagli oneri di sbilanciamento (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia). A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili – essenzialmente fotovoltaico ed eolico – l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), con delibera n. 281/12, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale. Per il 2013 sono previste delle franchigie di esenzione per consentire una transizione graduale alle nuove regole. A seguito di impugnazione da parte di alcune associazioni di produttori di energia rinnovabile, il TAR Lombardia ha annullato la previsione di corrispettivi onerosi per gli sbilanciamenti a carico dei titolari di impianti alimentati da fonti non programmabili.

A seguito del ricorso presentato dall'AEEG, il Consiglio di Stato, rinviando la decisione di merito sulla legittimità della delibera, ha specificato che restano vigenti le prescrizioni della delibera n. 281/12 necessarie a garantire la sicurezza del sistema.

In attuazione delle ordinanze del Consiglio di Stato, l'AEEG con propria delibera ha chiarito che a partire dal mese di ottobre 2013 i corrispettivi di sbilanciamento oneroso trovano applicazione in quanto necessari a garantire la sicurezza del sistema. Per quanto concerne gli sbilanciamenti effettivi relativi ai mesi antecedenti, la regolazione economica sarà definita solo in esito alla decisione di merito del Consiglio di Stato sulla legittimità della delibera n. 281, attesa per il 2014.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Aspetti generali

La regolamentazione del sistema elettrico spagnolo è contenuta principalmente nella Legge n. 54/1997, che è stata modificata, tra gli altri, dalla Legge n. 17/2007, dal Regio Decreto Legge n. 13/2012 mediante il quale sono state recepite le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia" e dalla Legge n. 24/2013 introdotta con la riforma di luglio 2013. Le linee guida del *framework* regolamentare sono le seguenti:

- > la generazione di energia elettrica avviene in condizioni di libera concorrenza;
- > il trasporto, la distribuzione, la produzione da fonti rinnovabili nei sistemi insulari ed extrapeninsulari e la gestione economica e tecnica del sistema sono attività regolamentate;
- > la remunerazione delle attività regolate si basa sui costi di un'impresa efficiente e ben gestita. La legge stabilisce il ritorno regolato applicabile al primo periodo regolatorio (fino al 2019), legandolo al rendimento dei Titoli di Stato a 10 anni incrementato di 200 punti base per il trasporto, la distribuzione e i sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari e di 300 punti base per le fonti rinnovabili, la cogenerazione ad alto rendimento e la produzione da rifiuti;
- > i relativi parametri applicabili ai cicli regolatori della durata di sei anni;
- > i mercati finali sono completamente liberalizzati; a partire dal 1° luglio 2009, i consumatori, che soddisfano determinate caratteristiche, possono scegliere di essere serviti da una *Comercializadora de Referencia* (CR), ex *Comercializadora de Último Recurso* (CUR), la quale applicherà un *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC), ex *Tarifa de Último Recurso* (TUR), fissato dal Governo;
- > le tariffe di accesso sono uniche nel Paese e sono incassate dai distributori che effettuano tale attività per conto del sistema elettrico.

Mercato all'ingrosso

Tutte le operazioni di compravendita di energia elettrica dei soggetti generatori di energia elettrica possono realizzarsi attraverso il sistema di offerta gestito dall'OMEL (*Operador del Mercado Eléctrico*), costituito nel dicembre 1997, in quanto operatore del mercato all'ingrosso MIBEL (*Mercado Ibérico de*

Electricidad) che copre tutta la penisola iberica (Spagna e Portogallo). L'integrazione fra il mercato spagnolo e portoghese è stata completata a luglio 2007, con un meccanismo di "*market splitting*" nei casi di cogestione delle interconnessioni. Il prezzo orario applicato corrisponde al prezzo marginale che risulta dall'intersezione fra la curva di acquisto e di vendita. La quantità di energia venduta tramite contratti bilaterali non viene contabilizzata per calcolare il prezzo, ma deve essere comunque riportata all'operatore del mercato. Tutti gli impianti con potenza superiore ai 50 MW sono obbligati a vendere la propria energia sul mercato all'ingrosso. REE (*Red Eléctrica de España*) è l'operatore del sistema e ha in carico anche la gestione tecnica e il monitoraggio della rete di trasmissione. Al fine di ridurre il deficit tariffario, mediante la Legge 15/2012, è stato introdotto un pacchetto di misure fiscali tra cui un'imposta sulla produzione e una sullo stoccaggio di combustibile e residui derivanti dalla generazione elettronucleare, un canone per l'utilizzo delle acque continentali destinate alla produzione di energia da fonte idroelettrica pari al 22% dei ricavi generati (ridotto del 90% per gli impianti di potenza uguale o inferiore a 50 MW e per gli impianti di pompaggio con potenza superiore a 50 MW), tasse ambientali ("*Centésimo verde*") sui consumi di gas naturale, carbone, olio combustibile e gasolio, e un'imposta generalizzata sulla produzione di elettricità pari al 7% dei ricavi totali.

Sussidio al carbone nazionale (intervento nel funzionamento del mercato all'ingrosso)

Nel settembre 2010 la Commissione Europea ha accolto la richiesta del Governo spagnolo di sussidiare l'uso del carbone nazionale negli impianti di generazione. A febbraio 2011 è stata pubblicata la prima Risoluzione del Ministero che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014.

Capacity payment

Il meccanismo di *capacity payment*, la cui remunerazione si aggiunge a quella derivante dalle attività svolte nel mercato all'ingrosso, è articolato in tre parti:

- > remunerazione per gli investimenti in impianti in servizio da gennaio 1998;
- > remunerazione per gli investimenti ambientali (installazione di desolficatori e per altri accorgimenti finalizzati a ridurre l'impatto ambientale in impianti a carbone); e
- > remunerazione per la disponibilità.

A seguito del Regio Decreto Legge n. 9/2013, per la prima categoria, l'ammontare riconosciuto è pari a 10.000 euro/MW annui con un raddoppiamento del periodo rimanente inizialmente fissato a 10 anni ma verrà eliminato per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° gennaio 2016; per la seconda è pari a 7.875 euro/MW annui per 10 anni; per la terza e ultima categoria è pari a 5.150 euro/MW annui per impianti a ciclo combinato (CCGT), carbone, *fuel-gas* e idroelettrici a bacino e di pompaggio che rispettano determinati criteri di disponibilità. Quest'ultimo valore viene moltiplicato per coefficienti di disponibilità a seconda della tecnologia.

La copertura della remunerazione legata al *capacity payment* è assicurata da una componente tariffaria fissata periodicamente dal Governo a carico di tutti i clienti finali.

A seguito della riforma di luglio 2013, si attende l'adozione di un Regio Decreto volto a regolare i meccanismi di remunerazione della capacità e la pratica del *mothballing* e a cambiare lo schema di remunerazione del *capacity mechanism*. Le linee generali del nuovo meccanismo prevedono:

- > l'assegnazione dell'incentivo agli investimenti mediante aste, qualora si prevedano rischi di adeguatezza;
- > la restrizione del meccanismo di disponibilità ai soli cicli combinati e impianti a carbone con una remunerazione proporzionale alla capacità termica oraria disponibile e uno schema di penalità per le indisponibilità. Questo meccanismo sarà finanziato dai produttori in proporzione al loro contributo di programmabilità al picco di domanda.

Mercato al dettaglio. Tariffa di ultima istanza e *bono social*

Dal 1° luglio 2009 tutti i consumatori finali sono formalmente nel mercato libero. Tuttavia, per i consumatori con una capacità impegnata al di sotto o eguale a 10 kW, è disponibile una tariffa di ultima istanza (prima *Tarifa de Último Recurso* o TUR, ora sostituita dal *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* o PVPC), la quale rimane regolata e stabilita dal Governo e la cui componente energia si determina mediante aste trimestrali (Cesur).

In base a quanto prescritto dal Regio Decreto n. 485/2009, il Ministero fissa la tariffa di ultima istanza applicata dai fornitori di ultima istanza. Il Regio Decreto individuava inoltre le imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di fornitori di ultima istanza.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha inoltre previsto una misura di carattere sociale, il *bono social*, a cui possono ricorrere, a partire dal 1° luglio 2009, tutti i clienti che presentano determinate condizioni economiche stabilite dal decreto stes-

so. Il *bono social* corrispondeva alla differenza tra la TUR, ora PVPC, e una tariffa di riferimento. Il *bono social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita e il relativo costo era stato fissato a carico delle società di generazione in base a percentuali stabilite dal Governo. Con sentenza del 7 febbraio 2012 il Tribunale Supremo ha stabilito che il costo del *bono social* non debba essere finanziato dalle aziende elettriche. In applicazione di tale sentenza mediante l'Ordine Ministeriale IET/843/2012 del 25 aprile 2012, è stato modificato il sistema di *settlement* e stabilito il finanziamento del meccanismo attraverso la tariffa di accesso.

A seguito della riforma di luglio 2013, si attende l'adozione di un Regio Decreto volto a regolare il mercato della vendita al dettaglio, un Regio Decreto di riforma del meccanismo di fissazione della quota energia del PVPC e un Regio Decreto di riforma del meccanismo del *bono social*, recanti le seguenti rilevanti misure:

- > la definizione della quota energia della tariffa regolata legata all'andamento del prezzo di Borsa con abolizione del meccanismo di aste Cesur;
- > la possibilità di ampliamento del numero dei *Comercializadores de Último Recurso* (CUR);
- > la reintroduzione del finanziamento del *bono social* a carico delle società o gruppi di società che svolgono attività di generazione, distribuzione e vendita in proporzione alla somma dei punti di connessione e al numero di clienti serviti.

Costi regolati, tariffa di accesso e deficit tariffario

Sulla base dell'attuale regolamentazione i principali "costi regolati" del sistema elettrico spagnolo riguardano la remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione, le risorse finanziarie per le autorità che gestiscono il sistema (regolatore, operatore di mercato ecc.), l'extra costo derivante dalla generazione extrapeninsulare, i sussidi del regime speciale (*regimen especial*, fonti rinnovabili, rifiuti e cogenerazione) e il piano di risparmio ed efficienza energetica.

Al fine di remunerare tali costi, tutti i clienti pagano una tariffa di accesso fissata dal Governo ogni anno, con possibilità di revisione trimestrale per eventuali adattamenti alle condizioni di mercato. Secondo quanto disposto dal Regio Decreto n. 1544/2011, pubblicato a novembre 2011, anche i produttori devono pagare la tariffa di accesso per l'energia immessa per un ammontare pari a 0,5 euro/MWh (gli impianti di pompaggio, oltre a pagare per l'energia immessa, pagano in egual misura anche per il 30% dell'energia consumata).

Nel corso degli anni le entrate corrispondenti alle tariffe di

accesso non sono state sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione ha generato un deficit tariffario.

Attraverso il Regio Decreto Legge n. 6/2009 è stato disegnato un percorso di riduzione del deficit annuale, con l'obiettivo di eliminarlo entro il 2013, mediante l'introduzione di tetti annuali. Nel 2010, poiché i livelli tariffari di accesso approvati continuavano a non riflettere il costo effettivo delle attività regolate è stato introdotto, mediante il Regio Decreto Legge n. 14/2010, un nuovo percorso di riduzione che prevede i seguenti limiti di deficit: 5,5 miliardi di euro nel 2010; 3 miliardi di euro nel 2011 e 1,5 miliardi di euro nel 2012. Il 31 dicembre 2012, con il Regio Decreto Legge n. 29/2012, il Governo ha eliminato il limite per l'anno 2012 (consentendo la cartolarizzazione di tutto il deficit che verrà generato) e il riferimento esplicito alla *cost-reflectivity* delle tariffe a partire dal 1° gennaio 2013 (sufficienza delle tariffe di accesso rispetto alla copertura dei "costi regolati"). Il deficit cumulato al 31 dicembre 2013 ha raggiunto i 25 miliardi di euro. Il deficit, sino al 2013 incluso, era ripartito tra cinque imprese elettriche: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON. Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha introdotto un nuovo meccanismo di finanziamento grazie al quale le imprese elettriche hanno la possibilità di cedere i diritti di credito al FADE (*Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico*), incaricato di collocare sul mercato il debito. A gennaio 2011, con l'avallo dello Stato, si è dunque costituito il FADE mediante il quale si è proceduto a cartolarizzare l'intero ammontare dei deficit generati fino all'anno 2012.

Con l'adozione della Legge n. 24/2013, è stata introdotta una serie di principi di sostenibilità economica e finanziaria del sistema elettrico:

- > gli ingressi del sistema devono essere sufficienti a coprire tutti i costi. Questi ultimi saranno finanziati mediante le tariffe di accesso e meccanismi finanziari stabiliti dalla normativa, e in parte dal bilancio statale;
- > ogni normativa che implica un aumento dei costi o una riduzione degli ingressi dovrà incorporare una compensazione equivalente per garantire l'equilibrio;
- > a partire dal 1° gennaio 2014, eventuali deficit annuali non potranno superare gli ingressi annuali del sistema per più del 2,5% (5% in termini cumulati); inoltre eventuali deficit non compensati con aumenti tariffari saranno finanziati da tutti gli operatori soggetti alle liquidazioni in modo proporzionale ai propri diritti di credito;
- > in ogni caso se la tariffa di accesso include partite corrispondenti a deficit pregressi i livelli tariffari non potranno essere rivisti al ribasso.

Il sistema elettrico insulare ed extrapeninsulare

L'art. 12 della legge del settore elettrico prevede che l'attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni insulari ed extrapeninsulari (Canarie e Baleari) è soggetta a regolamentazione unica a seguito delle caratteristiche specifiche della loro posizione geografica. Tale regolamentazione dedicata è stata definita con il Regio Decreto n. 1747/2003 e dall'Ordine Ministeriale del 30 marzo 2006 che ne ha creato i meccanismi realizzativi.

L'elemento principale del sistema normativo extrapeninsulare è che la produzione di energia elettrica si configura come un'attività dalla remunerazione regolamentata, a differenza di quanto accade nella penisola iberica. Tale remunerazione è stata determinata in modo da coprire i costi dell'attività e il rendimento sul capitale investito. Per ottenere la relativa tariffa complessiva, ai generatori è riconosciuta, in aggiunta al prezzo di mercato dell'energia venduta, l'indennità corrispondente alla differenza tra tali valori.

Il finanziamento di tale indennità, a partire dal 2013, sarebbe dovuto passare dagli introiti derivanti dal sistema elettrico a carico del bilancio dello Stato. Tuttavia, nel periodo transitorio 2009-2013, il Regio Decreto Legge n. 6/2009 aveva definito un sistema misto, in cui il finanziamento alla generazione extrapeninsulare doveva essere garantito con una quota crescente da parte del bilancio generale dello Stato e decrescente a carico del sistema elettrico. Il Regio Decreto Legge n. 9/2013 ha poi fissato al 50% il contributo del bilancio statale, ma la Legge n. 24/2013 ha derogato eccezionalmente per l'anno 2013 assegnando nuovamente l'intero finanziamento al *settlement* del sistema elettrico.

A seguito della riforma di luglio 2013 si attende l'adozione di un Regio Decreto che riformerà in modo sostanziale lo schema retributivo, introducendo meccanismi competitivi (aste) per la determinazione della remunerazione dei costi del combustibile, modificando i valori di riferimento per i costi di logistica e circoscrivendo la remunerazione a quegli impianti la cui vita utile regolatoria non abbia superato i 25 anni. La legge n. 24/2013 ha poi stabilito per il primo periodo regolatorio (fino a fine 2019) la remunerazione dei costi fissi con uno *spread* di 200 punti base rispetto al rendimento della media dei due anni precedenti dei Titoli di Stato.

Sempre in riferimento ai sistemi elettrici insulari, il 30 ottobre 2013 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge n.17/2013 per la sicurezza delle forniture e la promozione della concorrenza nei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari. I principali aspetti della legge sono:

- > promozione della capacità di generazione più efficiente: si

autorizza la concessione del regime remunerativo del SEIE (oggi relativo alla generazione nel territorio extrapeninsulare) a nuovi impianti per ragioni di efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti, precedentemente circoscritta ai casi di non soddisfacimento dell'indice di copertura della domanda;

- > incentivo all'entrata di nuovi operatori: gli operatori detentori di più del 40% della potenza installata non potranno beneficiare del regime remunerativo del SEIE o di incentivi per nuovi impianti. Sono previste eccezioni per gli impianti rinnovabili che hanno vinto procedure concorsuali, che dispongono dell'autorizzazione o iscritte al registro di pre-assegnazione e per investimenti di modernizzazione o miglioramento dell'efficienza che non suppongano un aumento di capacità o per i quali nessun altro agente abbia manifestato interesse;
- > si stabilisce che la titolarità degli impianti di pompaggio, aventi finalità di sicurezza della fornitura e del sistema, nonché dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, passerà all'operatore di sistema, facendo salva la struttura proprietaria degli impianti già in esercizio. Negli altri casi, i progetti verranno aggiudicati mediante procedure competitive. Nonostante quanto sopra descritto, le imprese che dispongono della concessione di sfruttamento delle risorse idriche o dell'autorizzazione amministrativa ma non ancora dell'autorizzazione a entrare in esercizio, mantengono la titolarità dietro presentazione e rispetto di un calendario lavori e pagamento di una garanzia pari al 10% dell'investimento. Alla stregua del settore elettrico, gli impianti di rigassificazione passeranno all'operatore di sistema nell'arco di sei mesi;
- > si abilita il Ministero dell'Energia a stabilire un nuovo meccanismo retributivo per le nuove installazioni, con il fine di ridurre i costi di generazione e le congestioni;
- > costo del combustibile determinato secondo criteri di concorrenza, trasparenza, obiettività e non discriminazione;
- > controllo da parte del Ministero e dell'operatore del sistema sulla remunerazione degli operatori, che potrà essere ridotta dalla *Dirección General de Política Energética y Minas* (DGPE) nel caso in cui si verifichi una riduzione sostanziale della disponibilità o degli indici di qualità degli impianti.

Distribuzione

Il Regio Decreto n. 222/2008, pubblicato nel febbraio 2008, stabiliva i principi di remunerazione per l'attività di distribuzione al fine di garantire un'adeguata prestazione del servizio, incentivando il miglioramento della qualità e la riduzione delle perdite.

Il Ministero dell'Energia fissava annualmente la remunerazione riconosciuta in base alla proposta del regolatore. L'attualizzazione annuale della remunerazione si calcolava mettendo a confronto gli investimenti realizzati con il "*Modelo de Red de Referencia*", uno strumento di riferimento tecnico che calcola lo sviluppo ideale della rete. Il Regio Decreto Legge n. 13/2012 è intervenuto sulla remunerazione della distribuzione riducendola per l'anno 2012 e ha prescritto la ridefinizione di un nuovo schema, culminata poi nel pacchetto di misure introdotto con la riforma di luglio 2013. Più nello specifico, il Regio Decreto Legge n. 9/2013 e il Regio Decreto volto a sviluppare la regolazione di dettaglio hanno stabilito:

- > l'introduzione di un periodo transitorio con una remunerazione basata su *Regulated Asset Base* (RAB) implicita e legata al rendimento della media degli ultimi tre mesi dei Titoli di Stato più uno *spread* di 100 punti base per il periodo luglio-dicembre 2013 e di 200 punti base per l'anno 2014;
- > l'introduzione di un periodo regolatorio fino al 2019 con una remunerazione basata su RAB esplicita e legata al rendimento della media degli ultimi due anni dei Titoli di Stato più uno *spread* di 200 punti base. Il tasso di remunerazione viene definito in termini nominali prima delle tasse mentre i costi di O&M vengono riconosciuti sulla base di valori (costi) standard corretti con coefficienti di efficienza. Per quanto riguarda i piani d'investimento, si prevede un tetto massimo a livello di sistema pari allo 0,12% del PIL e l'obbligo di approvazione da parte delle Comunità Autonome.

Legge per la creazione della *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

La Legge n. 3/2013 riforma l'architettura degli organismi di supervisione e regolazione introducendo un modello di convergenza attraverso la creazione di un nuovo organismo, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), che incorporerà le funzioni afferenti a diversi enti, tra cui la *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) e il regolatore del settore energetico (CNE). La Commissione avrà, dunque, da un lato funzioni di carattere generale, come la difesa e la promozione della concorrenza, e dall'altro funzioni con carattere specifico su determinati settori e mercati regolati. Rispetto al settore energetico, la CNMC assume le funzioni di supervisione e controllo del settore elettrico e del gas naturale, mentre vengono trasferite al Ministero dell'Energia diverse funzioni, tra cui quella relativa alle operazioni di *settlement* del sistema elettrico. La Commissione è entrata in funzione il 7 ottobre 2013.

America Latina

In America Latina la Divisione opera, tramite Endesa, in Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù. Ciascun Paese è dotato di un quadro regolatorio distinto le cui caratteristiche principali sono riportate di seguito con riferimento alle diverse attività.

Generazione

Nell'ambito della regolamentazione stabilita dalle autorità competenti (Autorità di regolazione e Ministeri) nei vari Paesi, gli operatori adottano liberamente le proprie decisioni di investimento in generazione. Solo in Argentina, in conseguenza di un cambio nella politica energetica avvenuto negli ultimi anni, vi è un quadro normativo con un maggior controllo pubblico degli investimenti e un modello retributivo delle attività che sta evolvendo verso una metodologia di remunerazione basata sul costo medio. In Brasile, i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero competente e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.

In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con *system marginal price*. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato. In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati *spot*. In Argentina l'intervento adottato nel 2002, a seguito della crisi economica ed energetica, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas nel Paese. Ciononostante, in considerazione degli attuali problemi economico-finanziari del mercato all'ingrosso, il Governo ha annunciato l'intenzione di modificare l'attuale quadro regolatorio e sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello *cost-plus*.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi i meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine (fino a 30 anni) è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di

durata media (fino a un massimo di 4 anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile che in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato.

Cile, Perù e Brasile hanno inoltre approvato legislazioni per l'incentivo delle energie rinnovabili non convenzionali, che definiscono obiettivi per la partecipazione delle fonti rinnovabili al *mix* energetico e ne regolano la produzione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo (dai 30 ai 95 anni e in alcuni casi di durata indefinita), e con regolazione per remunerazione e accesso alla rete. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Cile e Perù e la regione del Brasile servita da Coelce) o cinque anni (Colombia e la regione del Brasile servita da Ampla). A causa della "*Ley de Emergencia Económica*" del 2002, in Argentina non si sono ancora mai svolte revisioni tariffarie, sebbene la regolazione preveda che si debbano realizzare ogni cinque anni.

In Cile, Brasile e Perù le società di distribuzione svolgono aste per l'approvvigionamento di energia destinata alla fornitura dei clienti regolati, mentre in Colombia le società di vendita negoziano il prezzo direttamente con le società di generazione, con *pass-through* ai clienti finali del prezzo medio di acquisto del mercato. In generale, in tutti i Paesi è stata implementata una metodologia di remunerazione delle attività basata sulla RAB e su un tasso di ritorno derivato dal WACC, che garantisce il riconoscimento del capitale investito.

La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo completa, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a 30 kW in Argentina (20% dei volumi nel 2010), 3 MW in Brasile (30% dei volumi), 0,3 MW in Cile (40% dei volumi), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (44% dei volumi). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle Autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Limiti alla concentrazione e all'integrazione verticale

In principio, la legislazione esistente permette la partecipazione delle imprese nelle diverse attività del settore elettrico (generazione, distribuzione, commercializzazione).

La partecipazione all'attività di trasmissione è quella in cui solitamente si impongono maggiori restrizioni, al fine di ga-

rantire adeguato accesso alla rete a tutti gli operatori: in Argentina, Cile e Colombia esistono specifiche restrizioni alla partecipazione delle società di generazione e distribuzione nelle società di trasmissione. Inoltre, in Colombia le società create dopo il 1994 non possono adottare, o mantenere, un regime di integrazione verticale.

Per quanto riguarda la concentrazione settoriale, in Argentina, Brasile e Cile la regolazione del settore elettrico non prevede limiti specifici all'integrazione verticale od orizzontale, mentre in Perù le operazioni di concentrazione richiedono una previa autorizzazione al di sopra di soglie predeterminate. In Colombia nessuna impresa può avere una partecipazione superiore al 25% nei mercati di generazione e commercializzazione, mentre il Brasile, come già menzionato, non prevede restrizioni esplicite all'integrazione nel settore elettrico, sebbene si richieda un'autorizzazione amministrativa per le operazioni di concentrazione che comportino una partecipazione nel mercato superiore al 40%, o che interessino una società con volume d'affari annuo superiore a 400 milioni di real brasiliani (circa 177 milioni di euro).

Cile

Legge n. 20.701 - Legge sulle concessioni elettriche

Il 14 ottobre 2013 è stata pubblicata la Legge n. 20.701 sul *Diario Oficial*, con la quale è stato semplificato il processo di rilascio delle concessioni elettriche per lo sviluppo della rete di trasmissione.

Argentina

Risoluzione n. 95/2013 - Nuova metodologia di remunerazione per la generazione

Il 22 marzo 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la risoluzione n. 95/2013 che introduce una nuova metodologia di remunerazione dell'attività di generazione elettrica. Il nuovo schema retributivo, applicabile a partire da febbraio 2013, è volto a garantire il recupero dei costi fissi e variabili e la redditività dell'investimento da parte degli operatori. Il nuovo quadro regolamentare prevede, inoltre, successivamente alla scadenza dei contratti esistenti, la gestione da parte di CAMMESA dell'approvvigionamento dei combustibili e del mercato a termine.

Il 27 dicembre 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la Nota n. 8376, che consente a Endesa Costanera di posticipare al 2014 lo sconto dei maggiori proventi percepiti nel 2013, a causa della sovrapposizione della delibera n. 95/2013 con i ricavi derivanti dai Contratti di Disponibilità della centrale Costanera.

Inoltre, il 30 dicembre 2013, CAMMESA ha comunicato gli importi relativi al Contratto di Disponibilità dei cicli combinati di Costanera, permettendo la loro contabilizzazione fiscale nel 2013.

Risoluzione n. 250/2013 - Approvazione ricavi MMC (*Mecanismo de Monitoreo de Costos*) e riconoscimento compensazione con debiti derivanti dal meccanismo PUREE

Il 7 maggio 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la Risoluzione n. 250/2013 che determina il valore residuo del credito MMC (aggiornamento tariffario previsto nel 2006 e solo parzialmente implementato) e permette la sua compensazione fino a febbraio 2013 con il debito corrispondente al programma PUREE (meccanismo di premi/penalità per incentivazione efficienza energetica creato attraverso la Risoluzione n. 745/2005) e con altri debiti di Edesur nei confronti del sistema. Il saldo risultante sarà destinato a un fondo specifico creato nel novembre 2012 per finanziare investimenti sulla rete di distribuzione.

Inoltre, la *Secretaría de Energía*, mediante la Nota n. 6852 del 6 novembre 2013, ha prorogato la compensazione da marzo 2013 a settembre 2013.

Estensione della legge d'emergenza

L'11 ottobre 2013 il Parlamento ha approvato la proroga di due anni della legge d'emergenza, Legge n. 26.896, la quale permette al Governo di controllare le tariffe finali e utilizzare le Risoluzioni amministrative per introdurre eccezioni alle leggi sul settore elettrico e ai contratti di concessione.

Cargo tariffario

Il 23 novembre 2012 l'Autorità di regolazione (ENRE) ha approvato la Risoluzione n. 347 che prevede un aumento delle tariffe finali attraverso la creazione di una nuova componente tariffaria volta a finanziare gli investimenti nella rete di distribuzione.

Il 3 gennaio 2014 il *Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios* ha approvato la Risoluzione n. 3/2014 mediante la quale si rende necessaria l'autorizzazione della *Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión* per la realizzazione di investimenti dal fondo Focede.

Risoluzione n. 1/2014 - Multe straordinarie per la sospensione della fornitura

Il 3 gennaio 2014 l'Autorità di regolazione nazionale (ENRE) ha approvato la Risoluzione n. 1/2014 con la quale definisce la metodologia per la determinazione degli importi delle multe straordinarie che Edesur dovrà corrispondere agli uten-

ti interessati dalla sospensione della fornitura che ha colpito la città di Buenos Aires nelle ultime settimane di dicembre e i primi giorni di gennaio.

Divisione Internazionale

Russia

Mercato all'ingrosso

Il processo di ristrutturazione e privatizzazione degli asset di RAO UES (l'ex monopolista verticalmente integrato a controllo statale) è stato realizzato con successo e si è concluso con la dissoluzione della stessa RAO UES nel luglio 2008. Gli asset di generazione, suddivisi in diverse Genco (circa 20 *Generation Companies*), sono stati acquisiti da investitori sia nazionali sia stranieri (oltre a Enel, la tedesca E.ON e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (RusHydro), la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom), la società per le attività di *trading* e di generazione di energia all'estero e in Russia (InterRAO), così come le società di rete, sono rimaste sotto il controllo statale.

Fino al 2007, la vendita all'ingrosso di energia e capacità si è svolta interamente su base regolata. La vendita dell'energia avviene principalmente attraverso un "mercato del giorno prima". Nel 2011 è stato sostituito il mercato transitorio della capacità con il mercato di capacità a lungo termine (per il 2011 e il 2012 su base annuale; pluri-annuale a partire dal 2013) con l'obiettivo di garantire sufficiente disponibilità di capacità nel lungo periodo e ricavi stabili per i generatori.

Tuttavia, al fine di garantire una stabilità nella capacità, il Governo ha individuato una lista di nuovi impianti, c.d. "DPM", esclusi dal mercato della capacità e per i quali è prevista una remunerazione tariffaria garantita (*capacity payment*) per 10 anni. Enel OGK-5 nel 2011 ha messo in esercizio due nuovi cicli combinati a gas, rispettivamente i gruppi di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya (410 MW ciascuno), che godono di tale regime di remunerazione agevolato DPM.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti dei gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo e operatori del settore (tra cui Enel OGK-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercato dell'energia. All'inizio del 2013 è stata avanzata una proposta di modifica del disegno di mercato elettrico che prevede il passaggio da un mercato centralizzato di capacità ed energia a un sistema di contratti bilaterali senza remunerazione separata per la capacità, preservando i contratti DPM già esistenti (lista di nuovi impianti individuati dal Governo esclusi dal mercato della capacità).

La prima versione della suddetta riforma è stata discussa dal Governo nel mese di marzo 2013 e si prevede la presentazione di una seconda versione a cavallo tra il terzo e il quarto trimestre 2013, che è stata posticipata alla seconda metà del 2014. Mentre la prima metà dell'anno 2014 sarà dedicata alla revisione del mercato del calore.

Garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso

Con l'ordinanza del *Market Council*, approvata il 21 febbraio 2013, è stato introdotto l'obbligo da parte degli operatori di fornire garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso (mercato del giorno prima e del bilanciamento). Il meccanismo prevede un sistema di monitoraggio svolto da un'Autorità centrale (ZFR) che garantisce la disciplina e le tempistiche dei pagamenti.

Decreto n. 511 - La strategia per lo sviluppo delle reti

Il 9 aprile 2013 è stato pubblicato il Decreto n. 511 "sulla strategia di sviluppo delle reti" che, tra le varie disposizioni, contiene le seguenti misure:

- > le componenti volte alla remunerazione delle reti di trasmissione e di distribuzione non potranno superare il 40% della tariffa finale;
- > eliminazione dei sussidi incrociati entro il 2022;
- > introduzione della possibilità di diversificare su base regionale la tariffa di trasmissione applicabile ai grandi clienti industriali;
- > privatizzazione di alcune società operanti le reti di distribuzione da affidare mediante asta. La cessione del controllo di una delle compagnie di distribuzione, MRSK, avverrà nel 2014;
- > a partire dal 2014 introduzione di un *bonus* sociale per una fascia di consumatori vulnerabili da definire mediante futuri decreti.

Decreto 449 - Nuovo schema per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili

Il 28 maggio 2013 è stato pubblicato il Decreto governativo n. 449 "sulla promozione della produzione da energia rinnovabile nel mercato all'ingrosso". Il quadro normativo prevede una remunerazione simile al sistema di *capacity payment* disponibile per gli impianti termici (DPM) con limiti di volume di energia incentivabile suddivisi per tecnologia. L'assegnazione della remunerazione avviene mediante aste, la prima delle quali svoltasi a settembre, sulla base del costo minimo di capitale dichiarato cui si applica un tetto massimo stabilito dal Governo.

Modifiche del codice tributario

Sono state approvate le modifiche alle tariffe MET (tassa per l'estrazione) per il petrolio e il gas. La nuova formula per il gas sarà implementata a partire dal 1° luglio 2014 e apporterà maggiore chiarezza alla normativa fiscale del settore.

Mercato al dettaglio

La liberalizzazione del mercato è avvenuta in diverse fasi, aumentando progressivamente i volumi di energia e capacità disponibili per la vendita sul mercato libero; a partire dal 1° gennaio 2011 tutti i volumi dei clienti a uso non domestico sono stati venduti sul mercato libero. Nel mercato al dettaglio la fornitura ai clienti domestici è garantita da *Guarantee Suppliers*, operanti in regime di monopolio, mentre i consumatori non domestici sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Tuttavia, nonostante l'approvazione di alcune misure di promozione della concorrenza sul mercato non domestico, il cambio del fornitore da parte del cliente finale (c.d. *switching*) rimane limitato perché gravato da procedure ancora troppo complesse. Il 4 giugno 2012 è stato pubblicato il Decreto n. 442 volto a modificare le regole di pricing del mercato della vendita e a semplificare le procedure per lo *switching*. In particolare:

- > si è allineata tra mercato all'ingrosso e mercato *retail* la modalità di calcolo di prezzi e volumi per l'approvvigionamento della capacità;
- > i clienti finali pagheranno i costi di rete effettivamente sopportati dai venditori;
- > anche la remunerazione dei venditori regolati (*Guarantee Suppliers*) potrà essere distinta a seconda della potenza impegnata dei clienti;
- > sono stati introdotti nuovi principi per l'assegnazione competitiva della licenza di venditore nel mercato regolato (*Guarantee Supplier*);
- > è stato potenziato il controllo da parte dei regolatori sullo stato economico e finanziario dei fornitori del mercato regolato;
- > infine, per quanto riguarda l'apertura del mercato alla concorrenza, sono state eliminate alcune misure di ostacolo allo *switching*.

Slovacchia

Aspetti generali

Il mercato all'ingrosso è completamente liberalizzato, caratterizzato da una crescente liquidità grazie a piattaforme di *trading* regionali, trasparenti e ben funzionanti. Il progetto

di *market coupling* Slovacchia - Repubblica Ceca - Ungheria contribuisce al miglioramento delle condizioni necessarie per l'aumento della liquidità e di bilanciamento a breve termine. Più della metà dell'energia elettrica prodotta in Slovacchia proviene da fonte nucleare, seguita da quella termica e idroelettrica. La lignite, invece, è l'unico combustibile fossile domestico utilizzato per la produzione di energia elettrica. Questo è il motivo per cui il suo utilizzo è considerato di "Interesse Economico Generale" (IEG) e regolato mediante un regime speciale in cui opera la centrale termoelettrica Nováky (ENO). Lo schema retributivo è valido fino al 2020 e l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale.

La regolazione della generazione da fonti rinnovabili è stata riformata profondamente con l'adozione della Legge n. 309/2009. Il meccanismo di supporto si basa su *feed-in tariff* garantite per 15 anni. Si attende, nel corso del 2014, un'ulteriore modifica della Legge n. 309/2009 accompagnata da una possibile introduzione di un Acquirente Unico.

Tutti i clienti hanno diritto a scegliere il proprio fornitore e il mercato è completamente liberalizzato dal 2007. I prezzi finali ai clienti residenziali e le piccole e medie imprese sono ancora regolati dall'Autorità (URSO).

Decreto sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Il Decreto URSO n. 221/2013 sulla regolamentazione del settore elettrico è stato definitivamente approvato nel luglio 2013. Le principali tematiche possono essere riassunte come segue:

- > relativamente agli oneri di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (*G-component*), è stata introdotta una tassa di accesso a carico dei generatori connessi alle reti di trasmissione o distribuzione. Gli oneri sono stati fissati per un massimo di 0,5 euro/MWh per i generatori connessi alla rete TSO e per il valore calcolato al 30% della capacità riservata per i generatori connessi alla rete DSO;
- > da tale meccanismo sono stati esentati i fornitori di servizi ausiliari o fornitori di energia elettrica alle reti TSO, nonché gli impianti idroelettrici con capacità installata inferiore a 5 MW;
- > per quanto riguarda il *must run* dell'impianto ENO, i costi variabili associati direttamente all'acquisto di lignite, l'acquisto di quote di emissione di CO₂ e altri costi (acqua, nafta, altri additivi) saranno considerati come costi ammissibili e saranno rimborsati. I costi fissi saranno adeguati per il coefficiente di utilizzazione dell'impianto.

Delibera sulla tariffa 2014 per l'impianto ENO

La Decisione URSO n. 0014/2014/E è stata pubblicata il 21 novembre 2013. La decisione prevede la tariffa di 63 euro/MWh per l'elettricità prodotta da lignite locale in impianto ENO nel 2014. I ricavi tariffari nel 2014 sono pari a 93 milioni di euro circa.

Romania

La Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario il 1° luglio 2007. Pertanto, sono state create società separate per la gestione della rete di distribuzione e per la vendita di energia elettrica con conseguente distinzione delle gestioni amministrativa, contabile e gestionale. Dalla stessa data, tutti i clienti hanno facoltà di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero. Per i clienti che non eserciteranno il diritto di scelta è garantita la continuità del servizio grazie alla fornitura da parte del fornitore implicito. Inoltre, nel giugno 2012 il Governo rumeno ha:

- > recepito il "Terzo Pacchetto Energia" mediante il quale è stato scelto il modello di *Independent System Operator* (ISO) per l'operatore di trasmissione nazionale, è stato deciso di eliminare gradualmente le tariffe regolate per i consumatori finali di gas ed elettricità e sono state introdotte nuove misure volte alla protezione dei consumatori e alla sicurezza degli approvvigionamenti;
- > approvato una legge di riforma della disciplina riguardante l'indipendenza e i poteri del regolatore energetico (ANRE), che nel suo complesso ne ha incrementato l'autonomia e i poteri di supervisione sui mercati energetici.

Distribuzione

Le tariffe di distribuzione di energia elettrica sono basate su periodi regolatori pluriennali (primo periodo 2005-2007 di tre anni, successivi periodi di cinque anni) ai quali è applicato un meccanismo di *revenue cap*. I ricavi regolati di distribuzione derivano:

- > dalla remunerazione della *Regulated Asset Base* (RAB) attraverso il WACC;
- > dal riconoscimento di costi operativi e di manutenzione;
- > dal riconoscimento delle perdite di rete;
- > dall'ammortamento regolato dei cespiti.

Nel secondo periodo regolatorio (2008-2012) ai costi operativi controllabili l'Autorità applica un fattore di efficienza non inferiore all'1%; mentre il tasso di rendimento regolato WACC è stato pari al 10% *real pre-tax*. Il *target* di perdite di rete al 2012 è stato pari al 9,5%.

È inoltre definito in tale secondo periodo regolatorio un tetto totale agli incrementi annuali della tariffa di distribuzione pari al 12% (tetto definito in termini reali, al netto dell'inflazione). L'anno 2013 è stato trattato come *stand alone year* e il valore delle tariffe è stato aumentato del 5% rispetto ai livelli del 2012. A ottobre 2013 è stata approvata e pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la nuova metodologia tariffaria per il terzo ciclo regolatorio (2014-2018). Il ritorno regolato è stato fissato all'8,52% con un premio aggiuntivo dello 0,5% per investimenti in contatori intelligenti e condizionato al miglioramento delle perdite di rete in bassa tensione.

Vendita ai clienti regolati

La metodologia di determinazione del prezzo di vendita ai clienti in regime regolamentato prevede come principio base il completo riconoscimento dei costi di acquisto dell'energia in tariffa più un margine del 2,5% sul costo dell'energia. Il regolatore ANRE determina il portafoglio di energia per ciascun fornitore, in termini di prezzi e volumi, con l'obiettivo di ottenere una tariffa regolata finale omogenea su tutto il territorio nazionale.

Per il settore elettrico il processo di liberalizzazione graduale del mercato *retail* si è concluso a dicembre 2013 per i consumatori business, mentre per i clienti residenziali si concluderà entro dicembre 2017.

Francia

In Francia Enel svolge attività di commercializzazione di energia elettrica. Il meccanismo regolatorio del mercato francese è stato sostanzialmente modificato dalla legge NOME (*Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité*), i cui principali elementi sono:

- > per i fornitori alternativi, accesso a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. ARENH - "*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota di generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;
- > i fornitori alternativi possono adattare le richieste dell'ARENH ogni sei mesi alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;
- > il regolatore francese CRE è responsabile dell'allocazione dei volumi dell'ARENH ai fornitori alternativi;
- > il gestore della rete di trasmissione francese (RTE) è incaricato di gestire gli scambi dell'energia relativi all'ARENH

e un'entità indipendente (*Caisse des Dépôts et Consignation*) è incaricata di gestire i flussi finanziari;

- > il prezzo dell'ARENH è fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM (*Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché* - tariffa definita dal Ministero dell'Energia per quei clienti che inizialmente avevano deciso di passare al mercato libero. Il meccanismo dell'ARENH ha sostituito quello della TaRTAM) al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo dell'ARENH sarà attribuita direttamente alla CRE. Il prezzo dell'ARENH è stato fissato a 40 euro/MWh nel 2010 e a 42 euro/MWh nel 2012 e nel 2013;
- > entro il primo semestre 2012, il Ministero ha l'obbligo di definire il quadro regolatorio per lo sviluppo del mercato della capacità, meccanismo che dovrà assicurare la disponibilità degli impianti nei momenti di picco. La partecipazione della capacità di interconnessione a tale mercato non è stata ancora definita, anche se è ipotizzabile che a medio termine vengano esplorate forme di partecipazione al mercato.

Il dibattito sulla transizione energetica

Il dibattito sulla transizione energetica preannunciato dal Presidente della Repubblica a settembre 2012 è stato formalmente lanciato il 20 novembre dal Ministro dell'Ecologia e dell'Energia. Al fine di sviluppare delle raccomandazioni da inserire nella legge di programmazione energetica, inizialmente prevista entro il primo semestre 2013, è stato istituito un apposito gruppo di esperti, la cui composizione è avvenuta su indicazione del Ministro. Attualmente è stata creata una commissione con l'incarico di definire il contenuto della legge sulla transizione da poter presentare all'esame parlamentare a fine 2014. A prescindere dal dibattito, il Presidente della Repubblica ha dichiarato la riduzione della quota di nucleare nel *mix* di generazione nazionale dal 75% al 50% entro il 2025 e la chiusura della centrale nucleare di Fessenheim nel 2016.

Meccanismo di remunerazione della capacità: Decreto n. 2012-1405

Il 18 dicembre 2012 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto n. 2012-1405 che, come previsto dalla legge NOME, introduce un mercato per la remunerazione della capacità. Il meccanismo prevede un obbligo sui venditori pari a una percentuale eccedente il picco atteso di fornitura. Tale obbligo può essere soddisfatto acquisendo certificati di capacità sul mercato, attestati dal gestore del sistema (RTE). Si tratta di un

meccanismo di tipo ibrido centralizzato-decentralizzato, poiché seppur lascia al gestore del sistema la definizione degli obblighi di adeguatezza, quest'ultima dipenderà anche dalle stime delle quote di vendita dei venditori. Il primo anno di consegna è previsto per il 2016 al fine di coprire il periodo invernale 2016-2017. Nell'arco del 2013 sono state discusse ulteriori regole applicative.

Divisione Energie Rinnovabili

Bulgaria

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da *feed-in tariff* differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti *eolici on-shore*, impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW. Con un emendamento alla legge sulle fonti rinnovabili, il Governo ha effettuato le seguenti modifiche:

- > riduzione del periodo di incentivazione da 15 a 12 anni per tutte le fonti a eccezione del fotovoltaico per il quale è stata prevista una riduzione della durata da 25 a 20 anni;
- > i valori tariffari sono elaborati su base annua (giugno) e rimangono costanti durante l'intero periodo di incentivazione (senza l'applicazione di un'indicizzazione);
- > l'accesso agli incentivi è consentito a partire dalla data di fine lavori.

A marzo 2013, in risposta a un ricorso presentato da numerosi operatori privati, la Corte Suprema ha revocato una misura introdotta a settembre 2012 che prevedeva il pagamento di un nuovo contributo di accesso alla rete da parte degli impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile. Inoltre, nell'ambito dell'approvazione della legge di bilancio 2014, sono state introdotte due ulteriori misure a carico dei produttori di energia da fonti rinnovabili applicabili da gennaio 2014:

- > tasso del 20% sui profitti derivanti dalla vendita di energia;
- > limite massimo alla quantità di energia da vendere all'operatore nazionale del mercato (NEK) a prezzo preferenziale.

Francia

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* diffe-

renziato 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 (*Program-mation 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.

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli dei regimi tariffari delle fonti rinnovabili sono indicizzati annualmente all'indice dei prezzi al consumo greco maggiorato del 25%. 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, i cui contratti hanno una durata di 25 anni. A eccezione della fonte solare, le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto locali o europei possono beneficiare di un aumento della tariffa del 15-20%.

A maggio 2013, la Legge n. 4153/2013 ha modificato la tassa applicata sui ricavi degli impianti alimentati da fonte rinnovabile esistenti, pari al 30% per il fotovoltaico e al 25-30% per le restanti tecnologie. Con tale modifica, la tassa per gli impianti fotovoltaici è passata dal 30% al 37-42% e dal 27% al 34-40%, a seconda della *Commercial Operation Date* (COD) dell'impianto.

La tassa, introdotta a novembre 2012, ha carattere temporaneo per il periodo luglio 2012 - luglio 2014, ma verrà probabilmente estesa per un ulteriore anno.

Inoltre, con la stessa legge, sono state ridefinite:

- > le condizioni autorizzative per i nuovi impianti;
- > i metodi di calcolo per la definizione dell'imposta destinata al finanziamento del meccanismo di supporto alle energie rinnovabili;
- > i valori delle *feed-in tariff* per nuovi impianti fotovoltaici con entrata in esercizio a partire dal primo giugno 2013;

- > la sospensione del rilascio delle autorizzazioni alla connessione e dei *Power Purchase Agreement* (PPA) per gli impianti fotovoltaici fino alla fine del 2013, prorogata fino al 2014 dalla Legge n. 4223/2013.

Romania

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 l'acquisto di CV sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla legge come quote di produzione lorda da rinnovabile (8,3% al 2010, fino al 20% al 2020). A causa di un'insufficienza di offerta di certificati sul mercato l'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata a ribasso 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. Tale valore è espresso in euro/CV ed è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (*cap and 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 n. 994/2013 che ha ridotto il numero di CV per i nuovi impianti a partire dal 1° gennaio 2014. In particolare, i nuovi coefficienti saranno: 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 e 2,3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili, aggiornato dal Regio Decreto n. 661/2007, era basato prevalentemente su uno schema di *feed-in tariff* e *feed-in premium*, che attribuiva a tutti gli impianti in esercizio, prima del 1° gennaio 2008, la possibilità di optare tra uno dei due schemi incentivanti entro il 1° gennaio 2009. A seguito di tale data l'opzione era congelata per tutto il periodo incentivante. Per quanto riguarda il sistema di *feed-in premium*, il Regio Decreto n. 661/2007 prevedeva un intervallo di valore minimo e massimo dell'incentivo (*cap and floor*) differenziato per fonte. A partire dal 28 settembre 2008, con il *Real Decreto* n. 1578/2008, gli impianti fotovoltaici accedono unicamente al sistema di *feed-in tariff* tramite livelli tariffari aggiornati secondo quattro finestre temporali annue (*Convocatorias*) sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono omnicomprensive e i premi sono adeguati annualmente all'inflazione.

Nel 2009 sono stati stabiliti dei criteri per la costituzione di un pre-registro ai fini dell'accesso al meccanismo di incentivazione per progetti ricadenti nel regime speciale.

Il Regio Decreto n. 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 alla data di entrata in vigore del decreto.

La Legge n. 15/2012 ha introdotto 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 le installazioni di potenza inferiore a 50 MW).

Il Regio Decreto n. 2/2013 ha eliminato l'opzione di remunerazione basata sul prezzo di mercato più *feed-in premium*, lasciando solo la possibilità della *feed-in tariff* (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato, senza *premium* e ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della *feed-in tariff* per le rinnovabili e la cogenerazione.

Il Regio Decreto n. 9/2013, emesso a luglio 2013, nell'ambito della riforma del settore elettrico ha introdotto numerosi cambiamenti. Per le energie rinnovabili e la cogenerazione, la remunerazione è passata da una *feed-in tariff* a una remunerazione rappresentata dal prezzo di mercato, a cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale basata sul MW, nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a raggiungere un livello di "profittabilità ragionevole". Tale remunerazione addizionale sarà determinata sulla base di costi operativi e di investimento "standard" per un'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.

America Latina

In America Latina, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è caratterizzato da tempo da una forte presenza di grandi impianti idroelettrici. Gli schemi di incentivazione, che prevalgono, sono contratti di lungo termine, definiti PPA (*Power Purchase Agreement*) e incentivi fiscali e agevolazioni nelle tariffe di trasporto.

Brasile

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

- > *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 terminate 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 a fornire l'energia assegnata dopo uno, tre o cinque anni.

Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: *descending clock*, in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura e i produttori presentano offerte al ribasso; *pay as bid*, in cui i produttori rimasti riducono ulteriormente il prezzo fino al punto in cui l'offerta di energia copre tutta la domanda messa in asta. 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 2013 la data per la prossima asta di vendita di energia A-5 con inizio fornitura a partire da gennaio 2018, mentre il 15 agosto ha fissato al 18 novembre 2013 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

Il Cile 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 una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Tra il 2010 e il 2014 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. Attualmente è in corso nel governo cileno il dibattito sulla revisione della quota d'obbligo per un aumento di tale quota dal 10% al 2024 al 20% al 2020. Il CADE, *Consejo Asesor para el Desarrollo Energético*, incaricato di analizzare il mercato energetico cileno, ha formulato in un *report* una proposta di obiettivo di quota rinnovabile pari al 15% al 2024. La proposta portata in Parlamento del 20% al 2020 è stata recentemente approvata dal Senato ed è attualmente all'esame della Commissione Energia della Camera dei Deputati. Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un *décalage* per la quota tra 20 e 40 MW.

Nell'ambito del processo di revisione dei *target* di lungo periodo a sostegno delle fonti energetiche rinnovabili, il 22 ottobre 2013 è stata pubblicata la Legge n. 20698, che ha sta-

bilato i nuovi *target* di immissione nel sistema elettrico della quota di energia rinnovabile in termini percentuali rispetto 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.

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, 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.

Messico

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. Il Governo messicano si è di recente attivato per promuovere ulteriormente lo sviluppo di un quadro regolatorio in supporto alle energie rinnovabili, pubblicando, il 3 giugno 2013, la Strategia Nazionale sul Cambiamento Climatico. Quest'ultima 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, l'adozione di misure di efficienza energetica e il passaggio alle *smart cities*.

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 ha modificato la LAERFTE, ridefinendo gli standard di qualifica per gli impianti rinnovabili idroelettrici, permettendo così agli idroelettrici di grandi dimensioni (>30 MW) di essere qualificati come rinnovabili qualora il rapporto tra la capacità produttiva e l'area delle mura di contenimento del bacino sia maggiore di 10 W/m². Tale modifica permette a tali impianti di beneficiare di una serie di incentivi e meccanismi di sostegno concessi alle fonti rinnovabili, come per esempio *Energy Bank*, costi di trasporto inferiori e sgravi fiscali.

Infine, il 20 dicembre 2013, è stata pubblicata l'attesa riforma

energetica messicana volta 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, quali la distribuzione elettrica, 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.

Perù

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano è un sistema ad asta differenziato per fonte e introdotto nel 2010. Le aste sono definite in termini di energia prodotta nel caso degli impianti eolici, solari e a biomassa, mentre sono definite per capacità nel caso dell'idroelettrico. Non accedono al meccanismo di incentivazione gli impianti idroelettrici con potenza superiore a 20 MW. Le aste prevedono un prezzo massimo al quale offrire e si chiudono secondo il prezzo di offerta (meccanismo *pay as bid*). Tale prezzo può essere aggiustato al CPI (*Consumer Price Index*) statunitense se l'aumento è superiore al 5%.

Centro America

Siepac - Mercato Elettrico Regionale

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

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 l'esenzione dalle imposte d'importazione e l'introduzione di crediti fiscali (5% delle spese di capitale) e della possibilità di effettuare ammortamenti accelerati.

Costa Rica

Il 10 settembre 2013, il Presidente 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.

Il 17 dicembre 2013 è stata pubblicata la Risoluzione n. 105, con la quale il Regolatore ha aggiornato la remunerazione degli impianti esistenti, prevedendo un incremento del 2% rispetto ai valori precedentemente in vigore.

El Salvador

Il 22 agosto 2013 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.

Stati Uniti

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, a livello federale esistono diverse forme di supporto quali: incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (*production tax credit* - PTC e *investment tax credit* - ITC), ammortamento accelerato e sovvenzioni federali, mentre a livello statale vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS), ovvero un sistema di quote obbligatorie in capo alle *utilities* con *target* differenziati per ciascun Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato, ma attualmente non è ancora attiva una piattaforma a livello federale. L'*American Taxpayer Relief Act*, firmato il 2 gennaio 2013, ha prolungato la scadenza della PTC per l'eolico di un anno e ha cambiato la scadenza per le PTC per tutte le tecnologie. Di conseguenza, per qualificarsi, gli impianti non devono più entrare in esercizio entro la data di scadenza, ma avviare la costruzione entro il 31 dicembre 2013.

Infine, tra maggio e settembre 2013, l'*Internal Revenue Service* (IRS) ha pubblicato una serie di linee guida che predispongono i dettagli operativi concernenti i requisiti necessari per l'avvio alla costruzione ai fini della qualificazione per la PTC. Tuttavia, la scadenza ITC per il solare resta invariata e tali impianti dovranno entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2016.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi industriali, ambientali e rischi di carattere regolatorio. Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'anno sono state definite per ciascun rischio identificato *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi e all'individuazione di

ruoli e responsabilità gestionali e di controllo. Con particolare riferimento ai rischi finanziari, *commodity* e di credito, si è consolidato il modello di governance che, oltre a prevedere specifiche *policy*, assegna responsabilità di indirizzo strategico delle attività di *risk management* e di supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi ad appositi Comitati Rischi, a livello di Gruppo e di Divisione/Country, e prevede l'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e di singola Divisione/Country.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese.

Come risultato di questi processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.

I rischi di business che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali,

l'ottimizzazione del mix produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una leadership di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.

Spesso il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati o regimi regolati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati e regimi nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Rischi legati alle emissioni di CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre

i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti

annualmente nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio di prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati.

Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.

Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di

un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati. Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Rischio di tasso di cambio

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere generino variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in divisa estera. L'esposizione al rischio di tasso di cambio, espressa principalmente nei confronti del dollaro statunitense, deriva dalla presenza di:

- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni;
- > passività finanziarie accese a livello di *holding* o delle singole *subsidiaries* denominate in valuta diversa da quella di conto o operativa per la società detentrici della passività;
- > attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

Il Bilancio consolidato è inoltre soggetto al rischio cambio insito nei valori di consolidamento delle partecipazioni denominate in divise diverse dall'euro (rischio traslativo).

La gestione del rischio di cambio viene perseguita nell'ambito delle *policy* di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari che prevedono la stabilizzazione degli effetti delle variazioni del livello dei tassi di cambio con l'esclusione del rischio traslativo. A tal fine, il Gruppo ha strutturato processi operativi che garantiscono la copertura sistematica delle esposizioni attraverso la definizione e l'attuazione di opportune strategie di *hedging* che tipicamente richiedono l'utilizzo di contratti finanziari derivati.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischio di tasso di interesse

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse possono comportare variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

L'esposizione del Gruppo Enel al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento espresso a tasso variabile e dalla necessità di rifinanziare il debito in scadenza alle mutevoli condizioni di mercato.

Le politiche di gestione dei rischi sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di governance dei rischi di Gruppo, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati. Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie e tramite la stipula di contratti derivati sui mercati *over the counter* (OTC).

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su *commodity* e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di *default*) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di *spread*).

Le recenti evoluzioni congiunturali, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di pagamento delle controparti.

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a modelli di valutazione sviluppati internamente su base statistica e informazioni fornite da società esterne – e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, in modo da identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori soglia predefiniti (limiti). Tali metodologie sono implementate in tutte le principali Divisione/Country, attraverso l'applicazione di metriche omogenee per la misurazione del rischio che consentono il consolidamento e il monitoraggio dell'esposizioni al rischio credito a livello di Gruppo.

Relativamente al rischio di credito derivante dalla solvibilità delle controparti in operazioni su *commodity*, portafoglio a elevata concentrazione, il Comitato di Rischio Credito di Gruppo ha approvato, oltre a un nuovo sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio e il governo del rischio, anche l'applicazione di limiti di portafoglio sia per le Divisioni/Country interessate sia a livello di Gruppo.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, anche alla luce dei recenti fenomeni di *downgrade* da parte delle agenzie di *rating* internazionale, la

minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*. Anche in tal caso il rischio di credito è misurato sia a livello di singola controparte sia a livello di portafoglio attraverso un sistema di valutazione interno.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali hanno riguardato prevalentemente specifici segmenti del portafoglio commerciale. In particolare, già nel 2011 è stato stipulato con due primari istituti bancari un accordo quadro di durata quinquennale per la cessione continuativa *pro soluto* del credito fatturato e del credito da fatturare riferito ai clienti appartenenti al mercato di maggior tutela in Italia.

Negli anni successivi, anche in considerazione dello scenario macroeconomico di riferimento, il ricorso a operazioni di cessione è stato ulteriormente esteso sia geograficamente sia attraverso l'allargamento anche a crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla commercializzazione, quali per esempio crediti derivanti da attività di generazione, vendite di energia elettrica effettuate nell'ambito dell'attività di *energy management*, vendite di certificati verdi o servizi di trasporto di energia elettrica.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, o che sia in grado farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli a causa di fattori legati alla percezione della propria rischiosità da parte del mercato o situazioni di crisi sistemica (per es., *credit crunch*, crisi del debito sovrano ecc.). Nell'ambito delle procedure formali di governance dei rischi di Gruppo, le politiche di gestione del rischio sono finalizzate al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un *liquidity buffer* prudenziale sufficiente

a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità necessaria a fronteggiare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari e un profilo di scadenze equilibrato. Ai fabbisogni di liquidità si sopperisce primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione caratteristica assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Al fine di garantire l'ottimizzazione della gestione delle disponibilità liquide nell'ambito del Gruppo, Enel SpA provvede, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, ai fabbisogni finanziari delle società del Gruppo attraverso l'accentramento dell'accesso al mercato monetario e dei capitali e svolge attività di direzione e coordinamento per le società del Gruppo che possono accedere direttamente a fonti di finanziamento di mercato.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la recente crisi dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2013 emissioni obbligazionarie destinate a investitori istituzionali per il controvalore complessivo di 2,6 miliardi di euro ed emissioni obbligazionarie nell'ambito del *Global Medium Term Notes Programme* per complessivi 0,5 miliardi di euro.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 6 del Bilancio consolidato.

Rischi connessi al *rating*

Il merito di credito, assegnato a una società dalle agenzie di *rating*, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Nel corso del 2013 l'agenzia Standard & Poor's ha rivisto il *rating* a lungo termine del Gruppo Enel a seguito della revisione del *rating* della Repubblica Italiana, disposto dalla agenzia stessa, che riflette il deterioramento del quadro macroeconomico nel Paese. L'*outlook* stabile riflette tuttavia l'attesa che la Società riesca a raggiungere e mantenere gli obiettivi economico e 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.

Al termine dell'esercizio il *rating* di Enel è pari a: (i) "BBB" secondo Standard & Poor's con *outlook* stabile; (ii) "BBB+", con *credit watch* negativo, secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con *outlook* negativo secondo Moody's.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina e in Russia – pertanto sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il c.d. "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali quanto sulla protezione degli *asset* aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel si è dotata di un modello di calcolo del rischio paese (del tipo *shadow rating*) capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei paesi del proprio perimetro.

Dal punto di vista macroeconomico, il 2013 è stato segnato da un graduale processo di stabilizzazione dei mercati internazionali, caratterizzato da un'attenuazione delle politiche fiscali restrittive in Europa e da politiche monetarie espansive negli Stati Uniti e in Giappone.

In Europa, le politiche di *austerità* continueranno prevedibilmente a determinare anche nel corso del 2014 effetti di rallentamento dell'economia, in particolare in Italia e Spagna. Le politiche monetarie espansive osservate negli Stati Uniti, che hanno determinato la ripresa economica in atto, saranno probabilmente moderate nei prossimi mesi, in ragione della necessità di contemperare gli obiettivi di crescita e di sostenibilità del debito, mentre in Giappone ci si attende che tali politiche verranno protratte più a lungo.

In Medio Oriente e Nord Africa lo scenario politico presenta elementi di permanente conflittualità, principalmente interna, bilanciata da una certa distensione nelle relazioni nei confronti del mondo occidentale.

Nell'area dell'Asia emergente, le principali economie, Cina e India, continuano a risentire del rallentamento della domanda estera da parte delle economie sviluppate (rispetto ai massimi registrati precedentemente alla crisi), ancora non pienamente compensata dalla crescita della domanda interna.

Infine, è ragionevole attendersi che le economie dell'Ame-

rica Latina, nonostante il cambiamento espresso attraverso le ultime elezioni in Cile e Argentina, possano ancora contribuire in maniera consistente alla crescita dell'economia mondiale.

Rischi industriali e ambientali

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al business del Gruppo.

I rischi di natura industriale e ambientale sono quindi presi in considerazione per tutte le filiere di business (Generazione, Distribuzione, Mercato e Upstream Gas) e in tutte le fasi del processo (*Business Development, Engineering Procurement and Construction, Operation and Maintenance, Decommissioning*). Il Gruppo sta progressivamente estendendo i modelli di *risk management* industriale in tutte le Divisioni/Country per poter, attraverso l'utilizzo di metodologie statistiche, valutare i rischi in termini probabilistici e monetari in modo da caratterizzare ogni singolo impianto/rete/progetto con fattori di rischio specifici. Inoltre, nuovi modelli sono stati sviluppati per la misurazione dei rischi catastrofali di origine naturale, quali terremoti, uragani, allagamenti, frane e grandi eventi climatici, con l'obiettivo di individuare le aree più critiche e predisporre gli strumenti più adeguati per la salvaguardia del valore industriale degli impianti.

L'attenzione verso le tematiche ambientali ha condotto inoltre allo sviluppo di una modellistica che consente al Gruppo Enel di misurare in termini probabilistici l'esposizione di ciascun impianto verso tutti i possibili comparti ambientali quali aria, acqua, suolo e sottosuolo.

Per mitigare tali rischi, il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché alle best practice internazionali.

Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una leadership di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei pro-

pri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva, che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Per quanto riguarda la distribuzione, l'evoluzione del sistema elettrico da una rete passiva a una attiva dovuta alla forte penetrazione della generazione distribuita rende necessario un nuovo approccio alla gestione dei rischi tramite l'analisi delle perdite di rete e la gestione dei sistemi di distribuzione attiva per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico, integrandosi con la gestione dei rischi ordinari, anche volti all'ottimizzazione della qualità del servizio, e dei rischi straordinari dovuti soprattutto a eventi esogeni di grande portata.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa. Nell'ambito delle sue attività nucleari, il Gruppo è esposto anche a rischi industriali e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi anche a causa di incidenti, violazioni della sicurezza, atti di terrorismo, calamità naturali, malfunzionamenti di attrezzature, stoccaggio, movimentazione, trasporto, trattamento delle sostanze e dei materiali nucleari. Nei Paesi in cui Enel ha attività nucleari, specifiche disposizioni di legge, basate su convenzioni internazionali, richiedono che l'operatore si doti di una copertura assicurativa per la responsabilità civile legata ai rischi derivanti dall'uso e trasporto di combustibile nucleare, con massimali e condizioni di garanzia stabiliti per legge. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le best practice internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Le priorità strategiche fissate per il Gruppo nel periodo di piano 2014-2018 rispondono al cambiamento atteso dagli scenari di riferimento sia macroeconomici sia del settore energetico. In particolare, i primi continueranno a essere caratterizzati da due velocità: da una parte i Paesi europei che escono lentamente dalla crisi e dall'altra i Paesi emergenti, in particolare quelli dell'America Latina, che confermano tassi di crescita della domanda di energia elettrica ancora elevati.

In tale contesto Enel prevede che le principali linee guida dell'evoluzione dei suddetti scenari saranno le seguenti: (i) i mercati emergenti continueranno a guidare i processi di crescita mondiali; (ii) l'innovazione tecnologica costituirà uno degli elementi rilevanti nell'evoluzione delle tendenze nel settore energetico; (iii) il cliente finale sarà sempre più "consapevole" sia dal punto di vista tecnologico sia dal punto di vista ambientale; (iv) i sistemi regolatori si focalizzeranno sempre di più sulle tematiche ambientali e i costi di sistema.

Nel piano strategico, il Gruppo conferma il ruolo sempre più rilevante dei mercati emergenti, con una politica di investimenti mirata al consolidamento della sua posizione e alla semplificazione della struttura societaria; il settore delle rinnovabili vedrà un importante profilo di crescita con un'attenta selezione delle opportunità di investimento a elevata profittabilità. Un ulteriore fronte di azione è costituito dal mercato *retail*, dall'efficienza energetica e in generale dai servizi a valore aggiunto, settore in cui si evidenziano robuste opportunità di crescita; in tale ambito, così come in quello

delle *smart grids*, Enel intende consolidare una posizione di leadership facendo leva sul fondamentale pilastro dell'innovazione tecnologica e su un portafoglio ben bilanciato per diversificazione geografica e tecnologica che garantisce una solida piattaforma su cui basare la futura crescita.

Il Gruppo mantiene, inoltre, una priorità assoluta sull'obiettivo di riduzione del debito e sulla generazione dei flussi di cassa. È proprio sul fronte della massimizzazione dei flussi di cassa che opera il piano di ottimizzazione dei costi operativi, avviato durante il 2013, che ha già consentito l'individuazione di significative opportunità di efficienza con risultati ben superiori alle attese e che continueranno a essere perseguite nei prossimi anni con particolare focalizzazione sui business dei mercati maturi.

Nel periodo 2014-2018, il Gruppo prevede di generare circa 50 miliardi di euro di flussi di cassa operativi (al netto degli oneri finanziari e della fiscalità), utilizzati per dare seguito a un piano di investimenti lordi di 28,6 miliardi di euro ed erogare dividendi per 11,6 miliardi di euro. La cassa residua disponibile, pari a circa 10 miliardi di euro, unitamente agli incassi derivanti dal piano di dismissioni per un importo previsto di oltre 4 miliardi di euro, verrà destinata alla riduzione dell'indebitamento, all'acquisto di Interessenze minoritarie in società controllate, sempre nell'ottica di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, e al miglioramento graduale della politica dei dividendi. Tutto ciò si concretizza negli obiettivi economico-finanziari contenuti nel Piano Industriale 2014-2018:

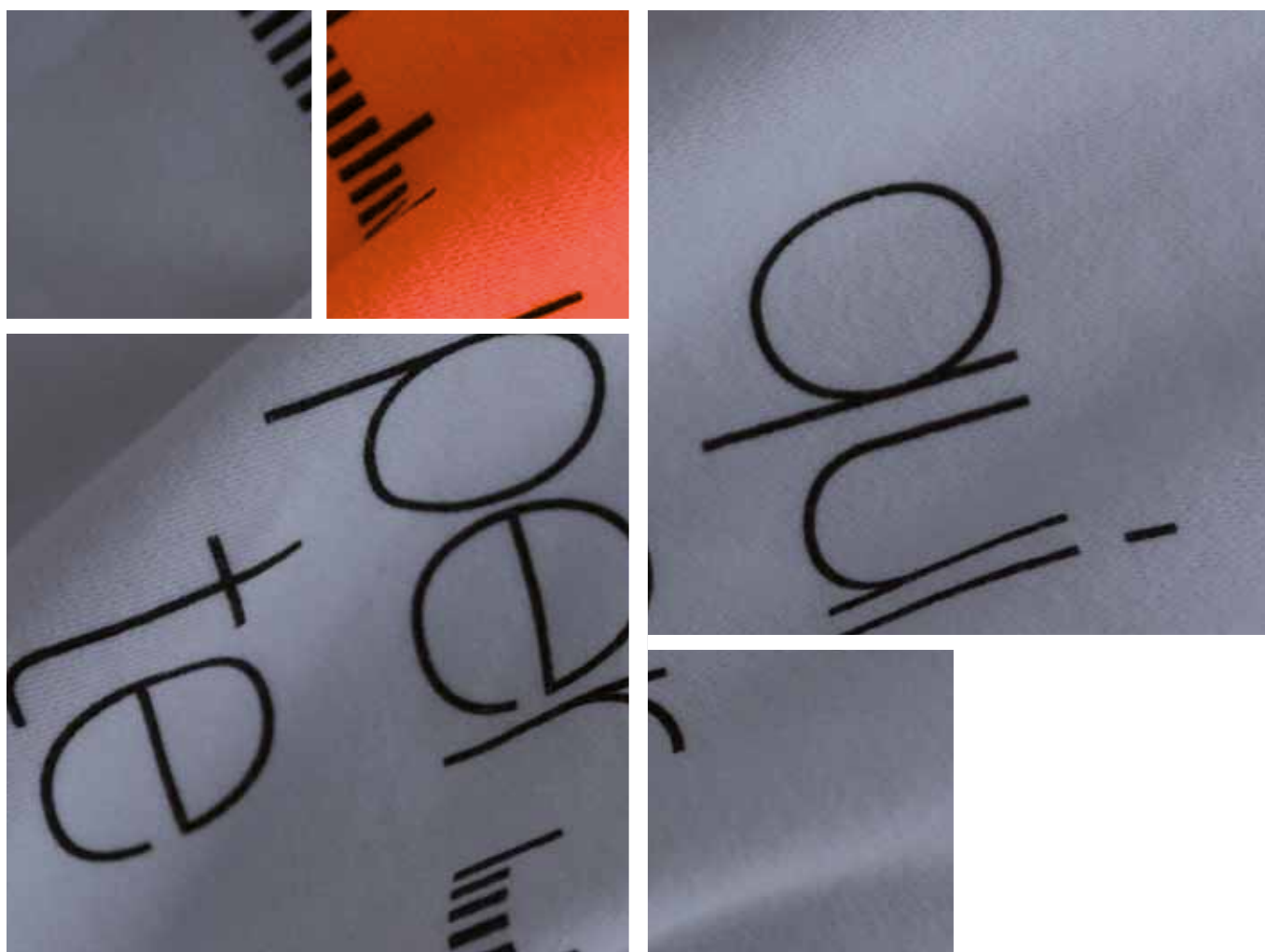
Miliardi di euro

	2014	2016	2018
Margine operativo lordo	circa 15,5	circa 16,5	circa 18
Risultato netto del Gruppo	circa 3	circa 3,7	circa 4,5
Indebitamento finanziario netto	circa 37	circa 39	circa 36



Sostenibilità

La nostra missione



In Enel abbiamo la missione
di **generare e distribuire valore**
nel mercato internazionale dell'energia,
a vantaggio delle esigenze dei clienti,
dell'investimento degli azionisti,
della competitività dei Paesi in cui operiamo
e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi.
Enel opera **al servizio delle comunità**,
nel rispetto dell'ambiente
e della sicurezza delle persone,
con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni
un mondo migliore.

La sostenibilità in Enel

La sostenibilità in Enel rappresenta un elemento strategico nella conduzione, nella crescita e nello sviluppo del business, sempre più allineato al Piano Industriale. L'integrazione degli elementi relativi alla governance, all'ambiente, alla gestione delle relazioni con le comunità, con quelli economico-finanziari consente di creare valore sia per il business sia per i contesti sociali in cui il Gruppo opera, in una prospettiva di crescita stabile e di inclusione sociale nel medio-lungo periodo.

Nel 2013 in linea con quanto riportato nella *policy* interna in materia di CSR:

- > è proseguito lo sviluppo di organizzazione e la strutturazione dei macro-processi di Pianificazione, Monitoraggio e *Reporting* di CSR;
- > si è strutturato il coordinamento operativo da parte del-

la *Holding* delle politiche e delle attività di CSR, nonché delle linee guida contenute nel Piano Strategico di Sostenibilità;

- > sono stati costituiti i Comitati di CSR Paese/Divisione e nominati i CSR Manager nei diversi Paesi per attuare, a livello locale, la *policy* e la strategia di sostenibilità e implementare le attività/progetti di CSR derivanti dalla Pianificazione.

In particolare, Enel Green Power ha intrapreso, nel 2013, un percorso atto a portare la cultura della sostenibilità all'interno dei propri processi, per impostare il suo modello di business sulla creazione di valore condiviso e sull'utilizzo razionale delle risorse, e stabilito un piano di azioni a breve, medio e lungo termine per assicurare l'integrazione della sostenibilità nel modo di operare quotidiano.

La matrice di materialità del Gruppo Enel

In linea con i più innovativi trend internazionali, Enel ha proseguito e consolidato il processo di "analisi della materialità", iniziato nel 2012 al fine di mappare e ponderare le tematiche di interesse e le aspettative degli stakeholder e incrociarle con le modalità e i processi con cui l'Azienda risponde alle loro attese. La vista congiunta delle due prospettive consente di identificare i temi di maggiore impor-

tanza sia per l'Azienda sia per gli stakeholder (cosiddetti temi material), e di conseguenza di verificare il grado di "allineamento" o "disallineamento" tra aspettative esterne e rilevanza interna.

Sulla base dell'*assessment* sono definiti gli obiettivi del Piano Strategico di Sostenibilità e i contenuti e approfondimenti del Bilancio di Sostenibilità.

Il Piano di Sostenibilità 2013-2017

Il Piano di Sostenibilità si concentra sulle tematiche emerse come più rilevanti dall'analisi di materialità, identificando gli obiettivi e/o i *target* specifici che Enel si assume per i prossimi anni a livello di Gruppo.

- > **Temi di business e di governance:** Creazione di valore economico-finanziario, Governance, Correttezza e trasparenza, Sviluppo delle rinnovabili, Efficienza energetica, ESG Risk Management.

- > **Temi ambientali:** Mitigazione delle emissioni, Uso efficiente dell'acqua, Biodiversità, *Global Environmental Management*.

- > **Temi sociali:** Accesso all'elettricità, Relazioni responsabili con le comunità, Rispetto per i diritti umani, Qualità per i clienti, Sviluppo delle persone, Diversità e pari opportunità, Salute e sicurezza sul lavoro, Catena di fornitura responsabile.

Il Data Collection System "Primo CSR"

Per monitorare gli andamenti delle performance di sostenibilità e garantire una tracciabilità solida dei possessori di dati e informazioni, è stato avviato il progetto di *Data Collection System* in collaborazione tra le funzioni Relazioni Esterne e Amministrazione, Finanza e Controllo. A partire

dal 2014, attraverso la definizione di un sistema informativo dedicato e integrato con l'attuale sistema di raccolta dei dati economico-finanziari, sarà possibile effettuare la raccolta e il monitoraggio integrato dei dati, finanziari e non, e la relativa comunicazione in maniera omogenea in tutto il

Gruppo, anche in linea con quanto richiesto dagli standard internazionali.

Il sistema è coerente con i principi guida della *One Company*

e garantisce una raccolta dei dati a livello di singola società, anche attraverso un processo di puntuale identificazione dei *data owner*.

La rendicontazione di sostenibilità

Dal 2002, con il Bilancio di Sostenibilità Enel si impegna costantemente a misurare e rendicontare la propria responsabilità d'impresa, garantendo la massima trasparenza nei confronti di tutti i suoi stakeholder e lo sviluppo continuo della propria strategia di sostenibilità. Il processo di rendicontazione avviene attraverso la raccolta e l'elaborazione di specifici indicatori chiave di performance di sostenibilità economica, ambientale e sociale.

Il Bilancio di Sostenibilità di Enel viene redatto secondo le linee guida dello standard internazionale GRI (*Global Reporting Initiative*) e sue evoluzioni e integrazioni (EUSS - *Electric Utility Sector Supplement*), nonché dei principi di *Accountability*

e del *Global Compact* delle Nazioni Unite.

Enel ha inoltre iniziato a rivedere la struttura del proprio Bilancio di Sostenibilità, nonché il processo di analisi di materialità, sulla base delle nuove linee guida GRI (GRI G4), rese pubbliche a maggio del 2013, e ha avviato l'integrazione dei nuovi indicatori del G4 nel *data collection system* di CSR.

La completezza e l'attendibilità del Bilancio di Sostenibilità vengono verificate dalla Società di revisione esterna, dal Comitato di Controllo e Rischi e, dal 2012, anche dal Comitato Nomine e Corporate Governance. Il documento viene poi approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli Azionisti.

Il Gruppo Enel nei network internazionali della Sostenibilità

Dal 2004 Enel è membro attivo del *Global Compact* delle Nazioni Unite e dal 2011 è tra i membri dello *Steering Committee* del *Global Compact LEAD*, composto dalle aziende più impegnate nel promuovere nuove iniziative di sostenibilità globali.

Il *Global Compact* è un programma di azione promosso dal Segretario Generale dell'ONU, con l'obiettivo di coinvolgere il settore privato in un nuovo tipo di partenariato pubblico/privato, attraverso l'adesione ai dieci principi universali riguardanti diritti umani, lavoro, protezione dell'ambiente e anti-corruzione.

Per il 2013, in particolare, l'attività di Enel si è concentrata sulla partecipazione alla consultazione globale per la definizione degli obiettivi di sviluppo sostenibile che andranno a sostituire gli Obiettivi di Sviluppo del Millennio, in scadenza nel 2015.

L'agenda post-2015 è stata al centro del *Leaders Summit 2013*, che si è tenuto a New York nel mese di settembre 2013 e che ha riunito più di 3.000 rappresentanti di aziende, istituzioni e società civile da tutto il mondo per definire la nuova architettura globale della sostenibilità di impresa. In occasione del *Leaders Summit*, Enel è stata scelta dalle Nazioni Unite per presentare l'iniziativa *LEAD Board Programme*, che intende fornire ai consigli di amministrazione delle aziende approfondimenti elaborati dai massimi esperti internazio-

nali in merito all'integrazione della sostenibilità nelle strategie di business. Enel è tra le prime aziende ad aver confermato la sua partecipazione a questo programma nella sua fase pilota.

Inoltre altre iniziative internazionali in tema di Sostenibilità intraprese da Enel riguardano:

- > il supporto al GRI (*Global Reporting Initiative*) nella definizione delle nuove linee guida (GRI G4), presentate ad Amsterdam nel maggio 2013, nel corso della *Global Conference on Sustainability Reporting*;
- > il contributo attivo, come membro dell'*IIRC Pilot Programme*, allo sviluppo dei nuovi format internazionali che permetteranno di certificare, standardizzare e omogeneizzare la reportistica integrata;
- > la partecipazione, come prima utility al mondo, all'*assessment* e alla valutazione di Ceres, l'organizzazione *no-profit* che mobilita imprese e investitori sulle sfide alla sostenibilità, in merito alla propria gestione del rischio idrico. L'iniziativa denominata "Aqua Gauge" è stata presentata al Parlamento Europeo nel settembre 2013;
- > l'impegno a sostegno dell'attività nazionale e internazionale di *Transparency International*, anche in qualità di membro del *Business Advisory Board* di tale importante organizzazione.

Enel e i *Socially Responsible Investors*

Il percorso verso i più alti standard di sostenibilità, intrapreso da Enel 11 anni fa, è premiato dall'interesse dei fondi di investimento socialmente responsabili che, nonostante la difficile congiuntura internazionale, continuano a crescere: al 31 dicembre 2013 sono presenti nel capitale Enel 117 Investitori Socialmente Responsabili (108 nel 2012), che rappresentano circa il 15,6% dell'azionariato istituzionale identificato (14,6% nel 2012).

Il dato si riferisce agli investitori SRI che includono principi di *Environmental, Social, Governance* (ESG) nei criteri che determinano le loro scelte di investimento. Gli stessi investitori detengono a fine dicembre 2013 circa il 5,5% del totale delle azioni in circolazione di Enel (5,0% nel 2012), pari a circa l'8% del flottante (7,3% nel 2012).

Tali fondi rappresentano una stabile base azionaria nel tem-

po con presenza geografica ben diversificata tra Europa continentale, Gran Bretagna e Nord America.

Nel 2013, per il decimo anno consecutivo, Enel è entrata a far parte del *Dow Jones Sustainability Index*, indice di riferimento per i mercati, che include le migliori aziende al mondo secondo criteri stringenti di sostenibilità economica, sociale e ambientale. Nello stesso anno Enel è stata riconfermata nell'indice FTSE4Good che misura il comportamento delle imprese in base alla sostenibilità ambientale, le relazioni con gli stakeholder, il rispetto dei diritti umani, la qualità delle condizioni di lavoro e gli strumenti con cui le imprese stesse combattono la corruzione, ed è tra le *utility* a partecipare al *Carbon Disclosure Project* (CDP).

I quattro pilastri dell'etica aziendale

Da oltre 10 anni Enel dispone di un solido sistema etico che è alla base della sua sostenibilità. Tale sistema è ormai divenuto un insieme di regole dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello internazionale, una

vera e propria *common law* dell'appartenenza aziendale, le regole di cittadinanza che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali legati alle attività svolte dal Gruppo e l'importanza di un approccio trasparente e corretto con gli stakeholder, hanno portato Enel, nel 2002, ad adottare un Codice Etico.

Pertanto, il Codice Etico costituisce la base fondamentale di tutte le attività aziendali ed esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, indirizzando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza, rispetto e correttezza verso tutti gli stakeholder.

Tale documento è valido in tutto il perimetro del Gruppo, in considerazione delle diversità culturali, sociali ed economiche dei vari Paesi in cui l'Azienda opera.

Il Codice è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel. Anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori e partner del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i principi generali in esso espressi.

Tutti gli stakeholder possono segnalare ogni violazione o sospetto di violazione del Codice Etico attraverso canali dedicati.

Modello ex decreto legislativo n. 231/2001

Nel 2002 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

Il modello, approvato e implementato dalle società italiane del Gruppo, costituisce un riferimento per tutti coloro che operano in nome e per conto di Enel, affinché adottino, nell'espletamento delle proprie attività, comportamenti orientati al rigore, alla trasparenza e al senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno.

Nel 2010 sono state, inoltre approvate specifiche linee guida finalizzate a estendere i principi riportati nel modello

organizzativo e gestionale alle società controllate estere del Gruppo, allo scopo di renderle consapevoli dell'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali e di prevenire

l'ipotesi che si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001 per la Capogruppo Enel SpA e per le altre società italiane del Gruppo.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato il piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanzialmente l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnering Against Corruption Initiative* (iniziativa promossa dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al modello organizzativo e gestionale, adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire le raccomandazioni per l'attuazione dei principi formulati in materia da *Transparency International*.

Policy on Business and Human Rights

Ai fini di dare applicazione alle linee guida delle Nazioni Unite su Business e Diritti Umani il 5 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la *policy* sui Diritti Umani, e successivamente ne è stata avviata l'estensione a tutte le società controllate del Gruppo. In linea con il Codice Etico di Gruppo, tale *policy* esprime gli impegni e le responsabilità nei confronti dei diritti umani, assunti dai collaboratori di Enel SpA e delle società da essa controllate, siano essi amministratori o dipendenti in ogni accezione di tali imprese. Con questo impegno formale, allo stesso modo, Enel si fa esplicitamente promotore del rispetto di tali diritti da parte degli appaltatori, fornitori e partner commerciali nell'ambito dei suoi rapporti d'affari.

Nell'ambito della *due diligence* sui Diritti Umani ha inoltre preso avvio nel corso del 2013 il processo di *risk assessment*, finalizzato a identificare i principali rischi legati ai Diritti Umani in cui l'Azienda può incorrere con le sue attività nei Paesi in cui opera e attraverso le sue relazioni con terze parti. La prima fase del *risk assessment* ha previsto l'inserimento nei processi di *risk management* del Gruppo di un indice di rischio ESG Paese, che quantifica i rischi che possono portare a impatti negativi sulla società, violazioni dei Diritti Umani e possibile associazione a comportamenti illeciti commessi da altri, attraverso l'esposizione dell'impresa ai rischi sistemici legati a determinate condizioni istituzionali e ambientali.

Principali indicatori di sostenibilità

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW

	2013	2012	2013-2012	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	17.501	17.589	(88)	-0,5%
- ciclo combinato (CCGT)	16.584	15.684	900	5,7%
- olio combustibile/gas	22.592	23.286	(694)	-3,0%
Totale	56.677	56.559	118	0,2%
Potenza efficiente netta nucleare				
	5.370	5.351	19	0,4%
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	30.463	30.436	27	0,1%
- eolico	5.200	4.394	806	18,3%
- geotermoelettrico	795	769	26	3,4%
- biomasse e cogenerazione	134	160	(26)	-16,3%
- altro	277	170	107	62,9%
Totale	36.869	35.929	940	2,6%
Potenza efficiente netta complessiva	98.916	97.839	1.077	1,1%

Potenza efficiente netta per area geografica

MW

	2013	2012	2013-2012	
Italia	39.923	39.940	(17)	-
Penisola iberica	24.068	23.931	137	0,6%
America Latina	17.155	16.794	361	2,1%
Russia	9.107	9.052	55	0,6%
Slovacchia	5.399	5.400	(1)	0,0%
Nord America	1.683	1.239	444	35,8%
Romania	534	498	36	7,2%
Belgio	406	406	-	-
Grecia	290	248	42	16,9%
Francia	186	166	20	12,0%
Marocco	123	123	-	-
Bulgaria	42	42	-	-
Potenza efficiente netta complessiva	98.916	97.839	1.077	1,1%

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh

	2013	2012	2013-2012	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	82.388	91.729	(9.341)	-10,2%
- ciclo combinato (CCGT)	40.766	42.908	(2.142)	-5,0%
- olio combustibile/gas	29.312	35.211	(5.899)	-16,8%
Totale	152.466	169.848	(17.382)	-10,2%
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	40.591	41.378	(787)	-1,9%
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	74.344	68.139	6.205	9,1%
- eolico	12.314	9.138	3.176	34,8%
- geotermoelettrico	5.581	5.492	89	1,6%
- biomasse e cogenerazione	546	644	(98)	-15,2%
- altro	304	194	110	56,7%
Totale	93.089	83.607	9.482	11,3%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	286.146	294.833	(8.687)	-2,9%

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh

	2013	2012	2013-2012	
Italia	72.897	74.436	(1.539)	-2,1%
Penisola iberica	74.614	81.727	(7.113)	-8,7%
America Latina	65.712	65.916	(204)	-0,3%
Russia	41.901	44.511	(2.610)	-5,9%
Slovacchia	21.343	20.720	623	3,0%
Nord America	5.360	3.899	1.461	37,5%
Romania	1.080	588	492	83,7%
Belgio	1.373	1.183	190	16,1%
Grecia	566	476	90	18,9%
Francia	362	364	(2)	-0,5%
Marocco	852	906	(54)	-6,0%
Bulgaria	86	83	3	3,1%
Irlanda	-	24	(24)	-100,0%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	286.146	294.833	(8.687)	-2,9%

Altri indici di generazione

	2013	2012	2013-2012	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	32,5	28,4	4,1	14,4%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale) ⁽¹⁾	46,7	42,4	4,3	10,1%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO14001 (incidenza % sul totale)	94,0	92,6	1,4	1,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%)	39,8	39,9	(0,1)	-0,3%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh _{eq}) ⁽²⁾	391	418	(27)	-6,5%
Prelievo specifico di acqua (l/GWh _{eq})	0,64	0,62	0,02	3,2%

(1) I valori del 2012 sono stati riclassificati, per allineamento al nuovo criterio di contabilizzazione dell'energia prodotta in America Latina (valorizzata al punto di consegna).

(2) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica semplice, produzione combinata di energia elettrica e calore, rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare, termoelettrica semplice, produzione combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh equivalenti).

Clienti per area geografica

N. medio

	2013	2012	2013-2012	
Energia elettrica:				
- Italia	27.819.881	28.032.500	(212.619)	-0,8%
- America Latina	14.383.084	13.905.892	477.192	3,4%
- Penisola iberica	11.376.287	11.431.437	(55.150)	-0,5%
- Romania	2.663.728	2.652.594	11.134	0,4%
- altri Paesi	74.754	83.397	(8.643)	-10,4%
Totale clienti energia elettrica	56.317.734	56.105.820	211.914	0,4%
Gas naturale:				
- Italia	3.245.996	3.158.532	87.464	2,8%
- Spagna	1.214.038	1.265.941	(51.903)	-4,1%
Totale clienti gas naturale	4.460.034	4.424.473	35.561	0,8%

Indici sulla *safety*

N.

	2013	2012	2013-2012	
Indice di frequenza infortuni	1,42	1,98	(0,56)	-28,3%
Indice di gravità infortuni	0,07	0,10	(0,03)	-30,0%
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	7	15	(8)	-53,3%
Infortuni mortali	6	-	6	-
Totale	13	15	(2)	-13,3%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	17	23	(6)	-26,1%
Infortuni mortali	10	11	(1)	-9,1%
Totale	27	34	(7)	-20,6%

(1) Infortunio con prima prognosi, riportata sul primo certificato medico emesso, superiore a 30 giorni o con prognosi riservata, fino allo scioglimento della riserva, o con prognosi non nota che, a una prima valutazione da parte della Divisione/società interessata, venga ipotizzata superiore a 30 giorni. Allo scioglimento della riserva o alla definizione della prognosi, gli infortuni saranno considerati gravi solo se la prima prognosi risulterà superiore a 30 giorni. Qualora la riserva non venga sciolta, ovvero la prognosi resti non nota entro 30 giorni dall'evento, l'infortunio dovrà ritenersi grave.

Altri indici

N.

	2013	2012	2013-2012	
Ore medie di formazione <i>pro capite</i>	39,8	44,8	(5,0)	-11,2%
Violazione accertate del Codice Etico ⁽¹⁾	27	41	(14)	-34,1%

(1) Nel corso del 2013 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2012, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2012 è stato riclassificato da 34 a 41.

Valore creato per gli stakeholder

Sono stakeholder di Enel gli individui, i gruppi o le istituzioni il cui apporto è richiesto per realizzare la missione aziendale o che hanno un interesse in gioco nel suo perseguimento. Il valore economico creato e distribuito da Enel fornisce un'utile indicazione di come il Gruppo ha creato ricchezza nei confronti dei seguenti stakeholder: azionisti, finanziatori, dipendenti e Stato.

Milioni di euro

	2013	2012 restated ⁽¹⁾
Ricavi	80.535	84.949
Proventi/(Oneri) netti da rischio <i>commodity</i>	(378)	38
Costi esterni	56.691	61.451
Valore aggiunto globale lordo <i>continuing operations</i>	23.466	23.536
Valore aggiunto lordo <i>discontinued operations</i>	-	-
Valore aggiunto globale lordo	23.466	23.536
distribuito a:		
azionisti	1.410	1.505
finanziatori	2.884	2.971
dipendenti	4.596	5.789
Stato	4.211	3.910
sistema impresa	10.365	9.361

(1) Il Conto economico consolidato 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 *Revised*, nonché al cambio del criterio di contabilizzazione dei certificati ambientali.



Persone

Personale e organizzazione

Consistenza del personale

La consistenza del personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013 è pari a 71.394 dipendenti, di cui il 52% impegnato nelle società del Gruppo con sede all'estero.

L'organico nel corso dell'anno si è ridotto di 2.308 risorse, prevalentemente per effetto del saldo negativo tra assunzioni e cessazioni.

L'85% delle assunzioni ha riguardato le società con sede estera, mentre il 44% delle cessazioni si è registrato in Italia, principalmente attraverso l'applicazione, a partire dal mese di settembre, dello strumento giuridico derivante dall'art. 4 della legge n. 92/2012 in tema di pensionamento anticipato.

Organizzazione

Attività di business

Nel corso del 2013 si è consolidato il modello di funzionamento del Gruppo con l'obiettivo di raggiungere i seguenti benefici:

- > processi decisionali più efficaci e snelli;
- > ottenimento di economie di scala mediante una gestione maggiormente integrata ed efficiente delle attività di servizio;
- > gestione e allocazione rigorosa delle risorse finanziarie tra le varie geografie/business al fine di massimizzare la creazione di valore per il Gruppo;
- > maggiori opportunità di sviluppo per le risorse umane e i talenti del Gruppo.

Il Gruppo è strutturato come segue:

- > Funzioni di *Holding*, responsabili dell'indirizzo, coordina-

mento e controllo strategico delle attività del Gruppo Enel;

- > Funzioni di *Global Service*, responsabili di gestire in maniera integrata i servizi per l'intero Gruppo (*Global ICT*, *Global Procurement* e *Global Business Services*);
- > Divisioni/Funzioni operative, responsabili della gestione del business nell'ambito del perimetro di competenza.

In particolare nel corso dell'anno:

- > con riferimento alla Divisione Iberia e America Latina:
 - è stato implementato l'assetto organizzativo delle due distinte macro-aree, "Spagna e Portogallo" e "America Latina", definendo ruoli e responsabilità delle funzioni di business e di staff, a livello Paese e di coordinamento divisionale;
 - è stata razionalizzata la struttura organizzativa della *Country* Brasile, nella direzione di una unica linea di business distribuzione e mercato, seppur a fronte di differenti entità legali;
- > nell'ambito della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia:
 - le aree di "Ottimizzazione della Produzione" e di "Back Office" dell'area di Energy Management sono state riorganizzate, al fine di coglierne le migliori sinergie operative e razionalizzare gli organici;
 - sono state create due strutture organizzative dedicate alla definizione e allo sviluppo dei servizi di efficienza energetica per i clienti *retail* e corporate, in linea con gli obiettivi di posizionamento di Enel in Italia in questa nuova area di business. All'interno di tali strutture sono confluite le risorse della società Enel.si, precedentemente appartenenti alla Divisione Energie Rinnovabili;
- > nella Divisione Energie Rinnovabili, è proseguito l'allineamento organizzativo delle strutture di sviluppo business, di *operation* e dei relativi servizi di supporto, nell'ambito del piano di crescita in America Latina e nei Paesi emergenti;
- > nella Divisione Internazionale:
 - in Russia è stata costituita, in ambito OGG-5, l'unità "Operations", al cui interno sono state ricondotte le attività di ingegneria, produzione, sicurezza e salute dei lavoratori;
 - in Slovacchia sono state integrate le strutture di Generazione ed Energy Management secondo un modello presente in altre realtà del Gruppo.

principali funzioni di indirizzo, coordinamento e controllo, come da obiettivi del progetto *One Company*. Tale attività ha permesso di effettuare un'analisi puntuale dei dimensionamenti ottimali delle diverse strutture organizzative del Gruppo. È stato, inoltre, possibile accrescere ulteriormente l'integrazione delle unità di business coinvolte nella gestione delle attività di:

- > ingegneria, costruzione e manutenzione degli impianti di generazione;
 - > distribuzione;
 - > *marketing*, vendita e gestione delle *customer operation*;
- favorendo sia la creazione di modelli di coordinamento globali sia lo scambio di buone prassi tra le diverse geografie. A supporto dell'integrazione, infine, nel 2013 è stata completata la mappatura delle posizioni manageriali e tecniche ritenute chiave per il Gruppo.

Selezione, sviluppo e formazione

Selezione

I canali prevalentemente utilizzati per il *recruiting* sono il *database* aziendale (dove per ciascun Paese confluiscono tutte le candidature spontanee inviate all'Azienda), le banche dati esterne, gli elenchi di laureati/diplomati forniti dalle Università/Scuole. Nell'ottica di arricchire i canali di *recruiting* e realizzare sinergie globali nelle iniziative di *employer branding*, nel 2013 è stato stipulato un accordo con un *provider* globale per l'utilizzo di una piattaforma *on line*, che permette ai responsabili della selezione di tutti i Paesi di pubblicare offerte di lavoro e ricercare candidature di interesse.

Sulla base delle linee guida di Gruppo, l'*iter* di selezione delle risorse prevede una prima verifica interna all'Azienda e, in assenza di profili disponibili, l'avvio di un processo di selezione esterna, che può prevedere più fasi o modalità, a seconda del profilo *target* e delle prassi localmente adottate:

- > *assessment center* per i profili *junior*, che comprende prove di gruppo, test, colloqui;
- > colloquio attitudinale, soprattutto per i profili *senior*, focalizzato su esperienze realizzate, competenze e motivazioni;
- > colloquio tecnico professionale.

I programmi di inserimento sono diversificati in base al *target* di riferimento. In particolare, i progetti di inserimento per i neolaureati comprendono *training on the job* e percorsi strutturati di formazione che, oltre a fornire gli strumenti necessari

Attività finalizzate all'integrazione

Nel 2013 si sono concluse le attività di ridisegno dei processi e di definizione dei nuovi modelli operativi di Gruppo delle

per svolgere al meglio le attività, supportano lo sviluppo personale e professionale. Le iniziative di mobilità interna comprendono percorsi sia di progressiva specializzazione nell'area di inserimento sia finalizzati allo sviluppo di competenze trasversali. Il sistema di *job posting* permette di candidarsi a posizioni vacanti, in ambito nazionale o internazionale.

L'internazionalizzazione dell'Azienda è favorita, oltre che dalla mobilità *cross country*, che consente lo scambio di esperienze e best practice, anche dalla presenza di gruppi di lavoro internazionali dedicati a progetti di impatto globale.

Sviluppo

La valutazione delle performance, dal punto di vista sia qualitativo sia quantitativo, avviene attraverso lo strumento della *Performance Review*. Il processo, rivisto nell'ambito del progetto *One Company*, è gestito per la prima volta a livello globale, attraverso un unico modello concettuale e un unico sistema per tutti i Paesi in cui opera il Gruppo.

La valutazione dei comportamenti all'interno del contesto organizzativo viene effettuata attraverso due strumenti in relazione al *target* di riferimento: la Valutazione 360° (per *Executive Vice President*, *Senior Vice President*, *Vice President* e altre posizioni significative) e la *Behaviors Performance Review*.

Gli strumenti invece legati ai risultati sono:

- > l'*Objective Performance Review* - OPR (assegnazione e valutazione degli obiettivi);
- > il *Task Management* (assegnazione e valutazione dei compiti).

Rispetto allo scorso anno, la novità più importante è rappresentata dal fatto che a tutta la popolazione coinvolta nella valutazione dei comportamenti, senza remunerazione variabile, saranno assegnati compiti/attività misurabili su cui dovrà essere valutata.

Nell'ambito del processo di *Objective Performance Review*, l'assegnazione degli obiettivi è basata sugli *input* che derivano direttamente dal Piano Industriale e consiste nella definizione e pre-assegnazione di obiettivi chiusi. Segue la definizione di obiettivi aperti, che prevede un incontro preparatorio tra ciascun valutato e valutatore per la condivisione delle strategie e delle priorità per l'anno in corso.

La valutazione, invece, ha lo scopo di misurare il reale contributo delle persone nelle loro attività quotidiane attraverso la valutazione degli obiettivi assegnati l'anno precedente. L'intera fase di valutazione coinvolgerà un totale di circa 8.000 persone in tutto il Gruppo Enel. In questa fase, saranno valutati sia gli obiettivi chiusi sia quelli aperti. Mentre i

primi saranno rivisti dall'Unità di Pianificazione e Controllo, quelli aperti, definiti da ciascuna persona valutata, saranno valutati e convalidati da ciascun valutatore.

Quest'anno sarà interessata alla nuova fase di assegnazione tutta la popolazione all'interno del modello manageriale, i *key layers* e un'altra importante porzione di popolazione con remunerazione variabile.

In parallelo alla valutazione del Responsabile si svolgerà la fase di auto-valutazione da parte del personale.

I valutatori condividono e validano le valutazioni dei loro collaboratori nella fase di *calibration* con l'obiettivo di migliorarne la qualità attraverso il confronto e la condivisione dei criteri utilizzati. Infine, si svolge il colloquio di *feedback* per discutere dei risultati delle valutazioni e definire un piano di azioni di sviluppo mirate per l'anno successivo.

L'eccellenza delle persone e la necessità di contare su manager capaci di muoversi efficacemente in un ambiente globale sono prese in carico dal sistema di *Talent management* fondato sempre di più sull'individuazione di persone con ottime performance, alto potenziale, esperienze trasversali e internazionali. In particolare, sono stati identificati tre bacini:

- > Pool 1, composto da manager che ricoprono posizioni di responsabilità con elevata complessità e ampia esposizione verso interlocutori interni ed esterni al Gruppo e che hanno, quindi, l'opportunità di prepararsi ad accedere alle 100 posizioni più importanti del Gruppo (*Senior Vice President* ed *Executive Vice President*);
- > Pool 2, costituito da persone che possiedono un *background* professionale solido, adesso su posizioni pre-manageriali con ruoli di coordinamento e, nel medio periodo, orientate a ricoprire ruoli manageriali di maggiore complessità.
- > Pool 3, composto da giovani risorse con alto potenziale di crescita che aspirano ad arricchire il proprio profilo con esperienze di trasversalità e/o internazionalità.

Nel marzo del 2013 è stata lanciata la prima edizione del Pool 3, con l'obiettivo di creare un Osservatorio di Potenziale nel quale, durante un periodo di due anni, l'Azienda investe e coinvolge questi giovani in un programma integrato di sviluppo e formazione al fine di migliorarne le competenze. Il punto di partenza è costituito da un'intervista, attraverso la quale si definisce un piano individuale di sviluppo che sarà seguito e supportato, durante i due anni del programma, dai diversi attori responsabili del loro sviluppo. In ogni caso, la responsabilità dell'attuazione del piano di sviluppo è stata delegata direttamente ai Pool 3 e, dunque, l'impegno e la responsabilità con cui ognuno sarà coinvolto nel proprio percorso di crescita saranno un fattore determinante.

Il programma formativo è stato definito anche con l'idea di creare un rapporto continuativo tra i membri del Pool 3 e di sviluppare il *networking*. In particolare, durante il 2013 sono state erogate sessioni formative in presenza a Roma su temi come il *change management* o innovazione e definita una piattaforma virtuale in cui i membri possono confrontarsi sui diversi temi fino alla prossima sessione di formazione (in presenza) che si svolgerà durante il 2014. Nel contempo, questi giovani sono stati invitati a partecipare a diverse attività e progetti aventi un respiro internazionale/globale, e allo stesso modo sono stati candidati in diversi *job posting* al fine di offrire delle opportunità ai giovani con l'ambizione di fare carriera all'interno del Gruppo.

L'"Indagine di Clima e Sicurezza 2012" ha avuto il duplice obiettivo di rilevare, oltre ai temi tradizionalmente presenti nel questionario, il livello di *engagement*, motivazione e investimento sul lavoro, delle persone, nonché la percezione in merito alla cultura della sicurezza, ai processi di salute e sicurezza e all'impatto delle azioni intraprese.

L'analisi dei risultati e le indicazioni emerse dai colleghi hanno portato alla creazione dei piani di miglioramento, ai vari livelli organizzativi, nonché dei piani di azione locali. Tra le azioni messe in pratica nel 2013 troviamo il ridisegno del Modello di Leadership, con l'obiettivo di tradurre i valori del Gruppo in comportamenti concreti, il nuovo modello di *Cascade* per assicurare un processo di comunicazione più fluido e un maggiore allineamento e consenso, un progetto dedicato al tema dell'Innovazione, nonché l'identificazione di best practice interne ed esterne e nuove iniziative volte ad attrarre, motivare e sviluppare i più giovani.

Per ognuna di queste priorità è stato creato un progetto specifico che ha come sponsor responsabili divisionali e *country manager* insieme a *team* internazionali, in modo che le iniziative siano efficaci per tutte le culture presenti all'interno del Gruppo Enel.

Formazione

Nel corso del 2013, Enel University ha consolidato il processo di internazionalizzazione delle attività di formazione.

Nell'ambito della formazione del *Leadership Curriculum*, il sistema che sviluppa le competenze trasversali del Gruppo dal momento dell'ingresso in azienda fino ai livelli alti di management, la formazione legata alla *Performance Review* ha coinvolto più di 6.000 persone in tutto il mondo con un'offerta formativa ampia e diversificata. L'avvio del progetto Pool 3 ha visto coinvolti più di 170 giovani di alto potenziale provenienti dalle *Country* in cui Enel è presente e ha permesso, allo stesso tempo, di coinvolgere anche i responsabili di

retti e i *middle manager*, target del programma Pool 2, in un percorso di sviluppo ed esercizio delle competenze inerenti *coaching* e *mentoring*.

Nel corso del 2013 si è conclusa la campagna formativa GOAL (*Global One ALigned*) *Managerial Training* che ha coinvolto tutti i manager del Gruppo, con l'obiettivo di rendere maggiormente consapevole il management sulle strategie aziendali, sugli obiettivi e sui comportamenti attesi nel nuovo assetto organizzativo della *One Company*.

Anche per il 2013 è proseguita la formazione in materia di *safety*, attraverso la campagna *Leadership for Safety* finalizzata al consolidamento della cultura della prevenzione, del benessere e della condivisione delle migliori pratiche, e che ha coinvolto circa 1.000 persone nel mondo in tre anni. Sono proseguiti, inoltre, gli interventi di natura tecnico-specialistica finalizzati a diffondere una maggiore conoscenza delle procedure, degli strumenti e delle normative legati alla prevenzione e sicurezza sul lavoro.

Per quanto riguarda le accademie tecniche e funzionali (acquisti, AFC, legale, ingegneria, Energy Management), il 2013 ha visto l'avvio di diversi corsi di formazione.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

Nella definizione della politica retributiva dell'anno 2013 si è tenuto conto della situazione di difficoltà del contesto economico. A tal scopo sono state poste in essere alcune iniziative con l'obiettivo di contenere il costo del lavoro in ottica solidale. Le principali misure adottate riguardano, nei contesti a bassa crescita economica e a bassa competitività del mercato del lavoro, il blocco della politica retributiva discrezionale per la totalità dei dipendenti e la riduzione della parte della retribuzione variabile di breve termine, legata agli obiettivi 2013, per il management.

Come ogni anno sono stati comunque effettuati gli opportuni *benchmark* con il mercato esterno per verificare il corretto posizionamento della retribuzione in termini di competitività del pacchetto retributivo nel suo complesso.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale per indirizzare la performance del management; l'MBO coinvolge praticamente la totalità dei manager e circa il 60% dei *middle manager*. Alla popolazione commerciale sono inoltre dedicati specifici strumenti di incentivazione di breve termine orientati a sostenere il raggiungimento degli obiettivi di vendita e di gestione della clientela.

Salute e sicurezza sul lavoro

Andamento infortunistico

Anche nel 2013, si conferma il trend di riduzione degli indici infortunistici: l'indice di frequenza si è ridotto del 60% circa dal 2009 al 2013, attestandosi a un valore di 1,42, e l'indice di gravità del 50%, registrando un valore di 0,07. Il trend positivo è confermato anche dall'indice di frequenza operativo, che si focalizza su alcune tipologie di infortuni maggiormente correlate al *core business* dell'Azienda e caratterizzate da un elevato tasso di gravità (infortuni elettrici, per caduta dall'alto, per urto-schiacciamento-taglio, per agenti nocivi e per esplosione-scoppio) e che evidenzia una riduzione del 41% rispetto al 2009.

Gli infortuni gravi e mortali evidenziano una riduzione rispetto al 2009 del 68% relativamente al personale Enel e dell'81% relativamente alle imprese appaltatrici. Nel 2013 si sono verificati 6 infortuni mortali che hanno coinvolto personale Enel e 10 infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici.

Quest'anno è proseguita l'attività del gruppo di lavoro finalizzato all'approfondimento di alcuni infortuni, considerati *case study*, alla condivisione e al ricircolo delle *lesson learned*, nonché all'individuazione di misure di miglioramento a carattere globale, con un'attenzione particolare agli infortuni elettrici. Il gruppo di lavoro ha predisposto tre buone prassi sul sollevamento meccanico dei carichi, sull'esecuzione delle messe a terra in caso di lavori elettrici e sulle misure di prevenzione della caduta nel caso di lavori su sostegni di linee elettriche.

Inoltre nel 2013 Enel ed Endesa sono risultate "*best in class*" per la categoria *Occupational H&S* del *Dow Jones Sustainability Index* relativamente al settore delle *utilities* elettriche.

Il progetto One Safety

Prosegue nel 2013 l'implementazione del progetto *One Safety*, un'iniziativa globale focalizzata sui comportamenti, che vede protagonisti tutti i colleghi Enel e coinvolge le imprese appaltatrici, con l'obiettivo di promuovere un impegno coordinato e sinergico di tutto il Gruppo verso l'obiettivo "Zero Infortuni".

Il progetto si sviluppa lungo due direttrici di azione: potenziamento della leadership per la sicurezza (Area leadership) e promozione di comportamenti sicuri e responsabili (Area comportamenti).

Area leadership

A valle del programma *GOAL Managerial Training Program*, nel 2013 è stato avviato un programma di formazione a ca-

scata, incentrato sull'analisi del film Enel "*Safety: the heart of the matter*".

Sono state, inoltre, attivate 10 edizioni per la formazione di 200 *internal trainer* e 130 edizioni a cascata, che hanno coinvolto circa 2.000 persone. Il programma formativo proseguirà nel 2014, coinvolgendo più di 5.000 persone in tutte le *Country* e Divisioni del Gruppo.

Area comportamenti

Nel 2013 si è completata l'implementazione in tutto il Gruppo del progetto, finalizzato a promuovere l'adozione di comportamenti sicuri, attraverso un processo sistematico di osservazioni dei comportamenti, di restituzione immediata del *feedback* e di definizione di iniziative di miglioramento. Il progetto è stato implementato in circa 927 siti Enel e sono state realizzate circa 260.000 osservazioni in tutto il mondo. È stato, inoltre, attivato in 30 sedi civili condivise, con una specifica declinazione per le aree uffici.

Dal 2014 il progetto diventerà un processo sistematico di osservazione dei comportamenti: a tal proposito sono stati realizzati 4 *workshop* in Italia, Spagna, Slovacchia e Colombia, volti a definire le misure di miglioramento da mettere in campo, sulla base dell'esperienza condotta.

Il programma "5+1"

Nel 2013 sono proseguite le attività dei sei tavoli di lavoro permanenti del programma "5+1", focalizzati sulle seguenti aree chiave per il miglioramento dei processi di salute e sicurezza:

- > sviluppo della cultura della sicurezza e della formazione;
- > sicurezza nei processi di appalto;
- > comunicazione sulla sicurezza;
- > sicurezza strutturale e innovazione tecnologica;
- > grandi opere;
- > salute.

Ciascuna area, presieduta da un *Executive Sponsor*, ha sviluppato nel corso dell'anno un programma di attività volte a favorire il consolidamento della cultura della salute e della sicurezza nel Gruppo Enel, a promuovere la condivisione di *best practice* e il lancio di iniziative "*bottom up*", attraverso l'adozione di un approccio globale, declinato secondo le diverse realtà del perimetro Enel.

Sviluppo della cultura della sicurezza e della formazione

L'"Indagine di Clima e Sicurezza 2012", che, per la prima volta, ha visto l'inserimento di una specifica sezione dedicata alla *safety*, ha mostrato come la sicurezza sia considerata un valore

aziendale, sottolineando l'impegno profuso sia per i colleghi sia per le imprese appaltatrici. Sulla base dei risultati dell'Indagine, è stato messo a punto un piano di miglioramento globale focalizzato sulla leadership per la sicurezza, l'atteggiamento personale, il benessere e la prevenzione dello stress e la sicurezza nelle aree uffici.

In tale contesto è stata avviata, inoltre, la revisione del Modello di Leadership per potenziare l'attribuzione di responsabilità sulla sicurezza a tutti i livelli organizzativi ed è stato rafforzato il processo di svolgimento delle *safety walk* da parte del management, integrandolo con l'organizzazione periodica di *H&S meeting*. Nel processo di assunzione, inoltre, è stata inserita la valutazione delle attitudini di salute e sicurezza e il progetto "Sei mesi in Safety" è in fase di estensione alle Funzioni di staff.

Sicurezza nei processi di appalto

Nel 2013 è stato avviato il progetto *One Safety - Contractors* che mira a promuovere l'adozione anche da parte delle imprese di un processo di auto-osservazione dei comportamenti, volto a ridurre l'adozione di comportamenti a rischio da parte del proprio personale. Per favorire la partecipazione delle imprese al progetto è stato definito un sistema di *bonus* premianti, come la riduzione della cauzione contrattuale, l'incremento del punteggio di *safety* nell'ambito del sistema di *vendor rating* e la possibilità di utilizzare il logo Enel ideato per il progetto.

È proseguito, inoltre, nel 2013 il consolidamento, in particolare nelle *Country* estere del Gruppo, del Sistema di qualificazione e *vendor rating* degli appaltatori, che prevede requisiti specifici e stringenti in materia di salute e sicurezza.

Nell'ambito del processo di allineamento delle Condizioni Generali di Contrattazione del Gruppo Enel si è proceduto alla revisione delle clausole in materia di salute e sicurezza, che si articolano in obblighi di carattere generale, applicabili in tutto il perimetro Enel, e prescrizioni di carattere locale, definite sulla base della normativa vigente nella *Country*.

Sono stati, inoltre, potenziati in tutto il Gruppo i controlli di sicurezza sulle imprese appaltatrici e sono stati realizzati nel Gruppo circa 300 incontri con gli appaltatori (*Contractors Safety Day*) per analizzare insieme gli infortuni verificatisi, promuovere la loro partecipazione ai progetti di *Health & Safety* in corso e condividere esperienze e buone prassi.

Comunicazione sulla sicurezza

È stata lanciata, inoltre, la campagna "Sicurezza in ufficio" volta ad aumentare la consapevolezza dell'importanza della sicurezza anche nelle aree considerate tradizionalmente a basso rischio ed è stato attivato un canale di *newsletter* sui temi e sulle iniziative di *Health & Safety*.

Alla fine di novembre si è tenuta la sesta edizione dell'*International Health & Safety Week*, che coinvolge tutte le aree del Gruppo Enel per promuovere un impegno concreto e proattivo sulla sicurezza. Nella settimana sono state organizzate quasi 2.000 iniziative, che hanno coinvolto oltre 97.000 partecipanti in 18 *Country*.

Sicurezza strutturale e innovazione tecnologica

È stato predisposto l'*H&S catalogue*, una raccolta dei dispositivi tecnologici e delle soluzioni strutturali implementati dalle Divisioni per il miglioramento degli standard di sicurezza, che verrà inviato alle linee di business per promuovere la condivisione di esperienze e buone prassi.

Sono stati approfonditi, inoltre, alcuni progetti di innovazione sulla sicurezza, come: il progetto *ZAP - Zero Accidents Project*, volto a migliorare i processi di gestione della sicurezza nei grandi cantieri; il progetto *Active Safety at Work*, con l'obiettivo di favorire l'utilizzo e il controllo dei Dispositivi di Protezione Individuale durante le attività della distribuzione; il progetto *BOA*, finalizzato a supportare le attività di gestione delle interferenze durante le attività di manutenzione degli impianti di produzione.

Grandi opere

È stato implementato un piano di *peer review* in quattro dei principali cantieri del Gruppo in Iberia, Colombia, Slovacchia e Italia, con l'obiettivo di rafforzare i processi di gestione della sicurezza nei cantieri, definendo standard comuni e identificando le migliori prassi da diffondere.

Salute

È stata avviata l'implementazione del Piano Globale sulla Salute che prevede iniziative di sensibilizzazione e prevenzione, articolate sulle tre dimensioni della salute, individuate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (WHO-OMS): fisica, mentale e sociale. È stata definita una *policy* di Gruppo sulla prevenzione e sui temi legati alla salute ed è stato sviluppato un piano per l'installazione e l'utilizzo di defibrillatori. In Italia è stata lanciata una campagna "pilota" di *screening* cardiovascolare volontario e corsi per smettere di fumare. Il Gruppo Enel ha partecipato al progetto *Safe Work Without Alcohol and Drugs* promosso dall'*International Labour Organization* (ILO) volto a promuovere la prevenzione in materia di consumo di alcol e droghe e sono state attivate campagne di informazione e sensibilizzazione sui temi relativi alla salute.

Particolare attenzione è stata data al tema della prevenzione

dello stress e alla promozione della salute e del benessere organizzativo, con la definizione di un piano di azione specifico che prevede la definizione di una *policy* globale sulla prevenzione dello stress e l'avvio di un piano di formazione focalizzato su tre *target*: manager, gestori del personale e dipendenti. È stato attivato, inoltre, un servizio di assistenza psicologica per i lavoratori.

Piano di controlli

Nel 2013 è stato realizzato il piano di controlli in materia di *Health & Safety* volto a verificare il rispetto delle procedure e linee guida aziendali nei diversi business del Gruppo. Il piano è stato focalizzato sui siti del Gruppo risultati maggiormente critici alla luce degli episodi infortunistici registrati negli ultimi tre anni. In particolare sono state analizzate 13 aree in America Latina, Europa e Italia e definiti *action plan* per ogni sito visitato, la cui implementazione sarà oggetto di monitoraggio e *follow-up*. È stato, inoltre, avviato un piano di *peer review* in distribuzione con lo scopo di favorire lo scambio di esperienze e di identificare eventuali best practice da condividere e diffondere a livello di Gruppo. Tale processo proseguirà anche nel 2014 con un *focus* particolare sull'America Latina.

Relazioni industriali

In linea con i principi della *One Company*, a giugno 2013 Enel e le organizzazioni sindacali italiane e internazionali hanno siglato il *Global Framework Agreement* (GFA), che consolida i tre livelli del dialogo sociale di Gruppo: nazionale/divisionale, europeo e globale. L'accordo si basa sui principi dei diritti umani e dei lavoratori, sui più avanzati sistemi di relazioni industriali transnazionali e sulle istituzioni di riferimento a livello internazionale, come, tra gli altri, l'*International Labour Organization* (ILO). Esso definisce le linee guida riguardanti il dialogo sociale quale metodo per gestire le questioni di interesse per la Società e per i propri dipendenti, anche attraverso la costituzione di un organismo di informazione, a rappresentanza dei dipendenti del Gruppo Enel (*Global Works Council*) e di tre Comitati Multilaterali dedicati a tematiche rilevanti a livello transnazionale: Salute e Sicurezza, Formazione e Pari Opportunità/Diversità.

Nel corso del 2013 i Comitati Multilaterali si sono insediati e hanno lavorato alla definizione di un documento congiunto, nella veste di Raccomandazione a livello di Gruppo, per ciascuna delle tre aree di interesse. Ciascun documento è stato approvato dal *Global Works Council* in occasione della prima

riunione di ottobre e successivamente presentato formalmente al management aziendale.

Rispetto alla contrattazione collettiva a livello Paese, sono stati conclusi nel corso dell'anno molteplici rinnovi nel perimetro di Gruppo.

Da segnalare il rinnovo del CCNL di settore in Italia, rinnovato per il triennio 2013-2015 in data 18 febbraio 2013, e la firma, nel mese di dicembre, del IV *Convenio Marco* di Endesa in Spagna, valido per il quinquennio 2013-2017.

Inoltre, sono stati conclusi nel 2013 diversi contratti aziendali in America Latina (in particolare in Cile, Perù e Brasile) nonché in Russia e Slovacchia.

Con riferimento all'attività svolta in Italia, degni di nota – anche per il loro carattere innovativo – i due accordi sindacali del 9 maggio 2013: l'Accordo quadro di regolamentazione art. 4, legge n. 92/2012 e l'Accordo sulla mobilità geografica, funzionale e infragruppo.

Il primo rappresenta la prima intesa in Italia per gestire situazioni di "eccedenze" senza il ricorso agli ammortizzatori sociali (cassa integrazione e mobilità): l'accordo prevedeva infatti la collocazione in pensione anticipata volontaria di un massimo di 3.500 dipendenti nel biennio 2013-2014, creando le condizioni di ricambio generazionale con un piano di 1.500 assunzioni in apprendistato, a fronte di 3.500 uscite.

In applicazione di tale accordo, e a valle dell'*iter* procedurale stabilito, in data 6 settembre 2013 le principali società italiane facenti parte del Gruppo hanno siglato con le rappresentanze delle organizzazioni sindacali FILCTEM, FLAEI e UIL-TEC un accordo attuativo dell'accordo quadro del 9 maggio 2013. Gli accordi aziendali attuativi definiscono per ciascuna società il numero dei dipendenti interessati dalle previsioni di uscita, fatto salvo il buon esito di ulteriori verifiche tese ad accertare con gli organismi competenti la presenza dei requisiti per l'accesso alle prestazioni. Al 31 dicembre 2013, il piano in oggetto ha comportato l'uscita di 1.911 dipendenti.

In stretta correlazione con l'accordo sull'art. 4, come strumento che ne integra e armonizza gli effetti, l'Accordo sulla mobilità geografica, funzionale e infragruppo: l'intesa prevede la possibilità di trasferire gruppi di lavoratori, in caso di eccedenze di personale, in una o più unità produttive, nonché mira a favorire l'incontro tra domanda e offerta nel mercato interno del lavoro, consentendo la riutilizzazione di professionalità oltre il perimetro della singola società/Divisione.

Dal punto di vista del confronto sulle evoluzioni organizzative, in tutti i Paesi del Gruppo si è consolidato l'assetto delle *Global Functions* e delle Divisioni operative.

Clienti

In un'ottica di miglioramento continuo e di integrazione tra le società dei diversi Paesi che oggi fanno parte del Gruppo Enel, nel corso del 2013 è stato concluso il progetto *Commercial Best Practice Sharing* con lo scopo di condividere e integrare, a livello globale, le metodologie utilizzate per la rilevazione dei principali *key performance indicators* connessi alla *customer satisfaction* e alla qualità commerciale.

In Italia, Enel si è confrontata, nel 2013, con un mercato completamente liberalizzato e caratterizzato da una forte spinta competitiva. In tale contesto, l'Azienda ha confermato, in linea con il 2012, la scelta di massimizzare la creazione di valore per i clienti, focalizzandosi sul raggiungimento dell'eccellenza nella qualità del servizio offerto.

Il 2013 è stato, anche, l'anno della trasformazione di Enel Energia, che ha ampliato la propria offerta con prodotti e soluzioni per la casa e la mobilità elettrica, pensati per i clienti più attenti all'impatto ambientale legato all'utilizzo di energia elettrica e gas.

L'attenzione dedicata ai temi connessi alla qualità del servizio ha confermato anche quest'anno il trend di miglioramento, già emerso negli anni scorsi, della *customer satisfaction*. Gli ambiti di intervento sono stati molteplici: dallo sviluppo di nuove modalità e canali di contatto al miglioramento dei processi di *back office*; dal monitoraggio dei reclami e delle richieste di informazioni, al fine di ridurre i tempi di evasione e garantirne una corretta gestione, all'analisi degli stessi, con l'obiettivo di comprendere la percezione del cliente e le eventuali criticità in corso, in maniera tale da porre in atto immediatamente le opportune azioni correttive e non compromettere la soddisfazione complessiva del cliente.

È proseguito, infatti, nel corso del 2013 anche il progetto Conformità 100% che coinvolge un *team* di persone specializzate in materia di qualità commerciale e ha l'obiettivo di monitorare e accrescere la qualità delle risposte inviate ai clienti che scrivono alle nostre società di vendita presentando una lamentela, richiedendo una rettifica di fatturazione o, semplicemente, informazioni. Ciò al fine di tutelare e soddisfare il cliente in ogni circostanza, anche nel suo diritto a ottenere un confronto rapido e completo.

In questa prospettiva si inserisce anche l'adozione da parte del Gruppo Enel della procedura di conciliazione paritetica *on line*, con la firma nel maggio del 2009 di un Protocollo con le Associazioni dei Consumatori del CNCU (Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti, organismo istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico), in attuazione del quale la Divisio-

ne Mercato ha siglato un Regolamento di conciliazione con le stesse Associazioni, rinnovato nei contenuti e nuovamente siglato il 26 novembre 2012.

Fatto salvo lo strumento della conciliazione paritetica *on line*, e in via parallela e alternativa, dal 1° aprile 2013, Enel aderisce anche – su base volontaria – al Servizio Conciliazione Clienti Energia, istituito con la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 21 giugno 2012 (del.260/2012/E/com), che facilita altresì la risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e operatori (venditori o distributori) di energia elettrica e gas, mediante un incontro telematico su una piattaforma virtuale e con l'assistenza di un conciliatore, che aiuta le parti a individuare una soluzione di comune accordo.

In Spagna e Portogallo, Endesa dispone, dal 2003, del *Plan de Excelencia en la Atención Comercial* (Piano di eccellenza nell'attenzione al cliente) finalizzato al miglioramento degli indicatori sulla soddisfazione del cliente di anno in anno.

Nel 2013 il Piano ha concentrato le sue attività sulla qualità del servizio ai clienti (telefono, *on line* e di persona, nonché gestione reclami) e sullo sviluppo di nuovi modelli e sistemi di fatturazione.

L'utilizzo del sito *on line* "www.endesaonline.com" ha evidenziato un incremento del 21% rispetto al 2012, raggiungendo 967.000 clienti registrati. Durante il 2013 si è registrato, anche, un incremento del 99,7% dell'utilizzo da parte dei clienti del servizio di fatturazione *on line*, raggiungendo 995.000 contratti in vigore con *e-factura*.

Nel corso del 2013 Endesa ha continuato a rafforzare il suo portafoglio di prodotti e servizi di valore aggiunto (PSVA), muovendosi verso nuovi modelli di business e canali di vendita. Ciò consente di proporre al mercato e ai clienti (famiglie, piccole, grandi e medie imprese) una serie di prodotti e servizi coniugando la sostenibilità ai vantaggi economici, garantendo minori emissioni e maggiore efficienza operativa e/o energetica. Inoltre, il sito Twenergy è diventato la più grande comunità *on line* del mondo creata attorno al tema di sostenibilità e di efficienza energetica.

Endesa è l'unica azienda nel settore elettrico spagnolo ad aver istituito il *Defensor del Cliente* - Ombudsman. È una figura indipendente dalla struttura della società, che fornisce ai clienti un'ulteriore via di dialogo sui servizi offerti dalla stessa, ascolta gli interlocutori interni ed esterni, suggerisce nuove vie di identificazione dei bisogni e delle aspettative dei clienti, nonché le modalità per migliorare i servizi di attenzione al cliente.

In Argentina è proseguito il progetto *El Viaje de la Energía* (Il viaggio dell'energia), indirizzato alle scuole della città di Buenos Aires e alle zone della provincia appartenenti all'area di concessione di Edesur. L'obiettivo principale è quello di educare e indirizzare la comunità all'uso razionale, sicuro ed efficiente dell'energia, con una prospettiva di sviluppo sostenibile, grazie all'insegnamento del percorso dell'energia elettrica, dalla fonte di produzione ai luoghi di consumo.

Inoltre, al fine di migliorare l'attenzione al cliente, sono stati previsti l'emissione delle fatture in Braille per clienti non vedenti e un sistema di messaggi per clienti con problemi uditivi.

In Colombia nel 2013 è proseguito il processo di sensibilizzazione dei più giovani sull'uso sicuro ed efficiente dell'energia elettrica, con il programma *Vigías de la Energía* per i più giovani e con il programma *Siembra Energía* per i cittadini. Quest'ultimo promuove, inoltre, la diffusione delle lampadine a basso consumo.

Sono stati definiti, infine, canali preferenziali per persone con disabilità fisiche, anziani e donne incinte.

In Cile, è continuato lo sviluppo del programma *Vínculo Emocional con el Cliente* (VEC), mirato a consolidare la relazione e la vicinanza al cliente, attraverso programmi di fidelizzazione.

In Perù, per misurare l'indicatore di soddisfazione del cliente (ISCAL), dal giugno 2012 sono state effettuate indagini regionali finalizzate a conoscere l'opinione del consumatore su erogazione di energia, fatturazione, comunicazione e attenzione al cliente.

Edelnor è molto impegnata nel fornire ai clienti e in particolare ai nuovi utenti un'informativa chiara e trasparente sulle tariffe e i servizi offerti, oltre a disporre di canali preferenziali per persone con handicap.

In Brasile, per il quinto anno consecutivo, Coelce si è classificata come la migliore distributrice di energia elettrica del Paese: tra le azioni di miglioramento si annoverano servizi per persone con handicap, che permettono una migliore comunicazione, anche tramite Facebook. Inoltre Coelce e Ampla continuano la diffusione di programmi di efficienza energetica mirati a educare i clienti al consumo responsabile e a ridurre i mancati pagamenti da parte delle fasce più povere della popolazione.

In Romania nel 2013 Enel ha sviluppato un nuovo canale *self service* "Kiosk Enel" per permettere ai nostri clienti impossibilitati ad accedere ai servizi *on line* di mettersi in contatto

in modo facile e conveniente, riducendo il più possibile la distanza dalla loro abitazione. Infine nel 2013 è stato promosso il "*Client Handbook*", una guida pratica sul processo di contrattazione, distribuita in 100.000 copie negli Enel Point, ed è stata lanciata *Energie verde*, l'unica offerta di energia proveniente da fonte rinnovabile.

Società

Le società del Gruppo Enel nel mondo giocano un ruolo importante nelle comunità in cui operano. Enel può contribuire concretamente allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori con diverse tipologie di interventi, dall'ampliamento delle infrastrutture ai programmi di educazione e formazione, dalle iniziative volte all'inclusione sociale ai progetti di supporto alla vita culturale del luogo. Enel in particolare sviluppa progetti e iniziative di *Corporate Social Responsibility*, identificati attraverso l'analisi di materialità, accurati *benchmark* sui *peers* e recependo le macro-tendenze di sostenibilità.

Le aree prioritarie di sviluppo riguardano: l'accesso all'energia e l'abbattimento delle barriere all'accesso per i consumatori a più basso reddito, l'implementazione del programma di supporto all'istruzione di qualità e alla formazione per l'impiegabilità, soprattutto nei Paesi emergenti, nonché i progetti di inclusione sociale e di supporto alle filiere di sviluppo economico nelle aree nelle quali il Gruppo Enel opera.

Enabling Electricity

La lotta contro la povertà energetica rappresenta uno degli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite. Impegno ribadito dall'Assemblea Generale dell'ONU che ha dichiarato il periodo 2014-2024 come il decennio della *Sustainable Energy for All*.

In questo scenario Enel, come membro del *Global Compact LEAD* delle Nazioni Unite, ha lanciato a fine 2011 il programma *Enabling Electricity*, con l'obiettivo di creare un nuovo modello di business legato all'accesso all'energia, rivolto sia alle persone che vivono in zone rurali isolate sia a coloro che abitano in aree periferiche dei grandi agglomerati urbani. Il programma, a oggi, grazie ai suoi progetti in 12 Paesi, ha permesso a oltre 2,3 milioni di persone in tutto il mondo di avere accesso all'energia elettrica, anticipando a quest'anno il raggiungimento del *target*, previsto per il 2014, di duplicare il numero delle persone raggiunte dall'iniziativa.

In particolare il progetto si basa su tre aree di intervento:

> progetti volti a facilitare l'accesso all'energia elettrica at-

traverso nuove tecnologie di generazione distribuita e infrastrutture di rete;

- > progetti per rimuovere le barriere economiche all'accesso all'elettricità in territori come l'America Latina;
- > progetti con le comunità locali per lo sviluppo e la condivisione di competenze in *capacity building*, mettendo a disposizione delle popolazioni disagiate l'esperienza del Gruppo Enel.

La relazione con il territorio e le comunità

Il rafforzamento della leadership del Gruppo passa necessariamente da una partnership responsabile con le comunità locali e i territori che ospitano centrali e altre attività, dall'autorevolezza nelle relazioni con i Governi e con le Autorità dei Paesi in cui Enel opera e da una relazione stabile, continua e integrata con i diversi stakeholder, fondata sulla fiducia e sul rispetto di valori condivisi.

Il confronto costante e il dialogo con le comunità locali sono per Enel la base della relazione con il territorio. Per mantenere uno scambio e un coinvolgimento costruttivi nella gestione dell'impatto e delle positive ricadute della presenza di Enel sulle comunità locali, è anzitutto necessario che il territorio conosca le attività del Gruppo. È in questo contesto che si inseriscono tutte le iniziative volte ad avvicinare la cittadinanza al mondo dell'energia, come le pubblicazioni sui progetti, le visite agli impianti, le testimonianze nell'ambito di eventi e appuntamenti culturali e scientifici, la produzione di video, la comunicazione sui cantieri, i programmi Natura e Territorio per la promozione di attività sportive e ricreative, itinerari culturali e sentieri naturalistici intorno agli impianti e tutte le iniziative di divulgazione del patrimonio industriale.

Nel 2013 Enel ha inoltre lanciato il progetto *Stakeholder Management*, un progetto di ascolto e avvicinamento, attraverso

il quale ha individuato tutti gli interlocutori di riferimento e ha chiesto loro di condividere le aspettative sul business dell'Azienda.

Educazione, scienza, informazione

Da anni Enel promuove la cultura della sostenibilità e dell'utilizzo consapevole delle risorse, sia attraverso iniziative dedicate, sia investendo nella ricerca e nella divulgazione scientifica. Tra le tante iniziative, Enel introduce i giovani al mondo dell'energia avvicinandoli alla conoscenza delle fonti di produzione, delle centrali e del percorso che l'elettricità compie per arrivare nelle case, con l'obiettivo di creare consapevolezza e capacità critica, indirizzando le nuove generazioni verso scelte e comportamenti sostenibili.

In particolare, si stanno sviluppando programmi in America Latina, dotando le comunità di strumenti e capacità per migliorare l'inserimento nel mondo del lavoro dei membri delle comunità stesse (specie per le professionalità elettriche), anche attraverso la collaborazione con le istituzioni scolastiche. Energia, scienza, tecnologia, ambiente sono le parole chiave dell'iniziativa *PlayEnergy*, il progetto ludico-educativo gratuito che Enel sviluppa da 11 anni nelle scuole di 10 Paesi, con l'obiettivo di diffondere tra i giovani una cultura energetica responsabile, partendo dalla conoscenza per arrivare alla responsabilità nelle scelte. Questo impegno si rinnova ogni anno coinvolgendo migliaia di studenti di ogni grado scolastico con materiali *on line* e *off line* e iniziative sul territorio. Inoltre, Enel pubblica *Oxygen*, la rivista trimestrale edita per promuovere la diffusione del pensiero e del dialogo scientifico, dedicata in particolare ai temi dell'ambiente, dell'energia, dell'innovazione e, più in generale, dell'attualità geopolitica. Enel sostiene, infine, numerose iniziative per offrire ai cittadini occasioni di informazione, approfondimento e confronto.

Strategia climatica e ambiente

Environmental management e climate strategy

Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha avviato da anni interventi per ridurre le emissioni di gas serra in tutti i Paesi nei quali opera, sia attraverso il rispetto degli obblighi previsti dalla Direttiva ETS, sia attuando una strategia di lungo termine. In tale ambito, l'Amministratore Delegato ha sottoscritto l'iniziativa di Eurelectric che impegna 60 aziende a trasformare entro il 2050 il settore elettrico europeo in un'industria "neutra" dal punto di vista delle emissioni di CO₂.

Nel 2013 il 46,7% della generazione Enel proviene da fonti a zero emissioni, segnando un incremento del 10,1% rispetto al 2012. In particolare, 940 MW di nuova capacità da fonte rinnovabile sono stati installati nel 2013, confermando il nostro impegno verso lo sviluppo della generazione *carbon free*, che proseguirà nei prossimi anni. Nel 2013, inoltre, la capacità installata a zero emissioni del Gruppo Enel è pari al 42,7% corrispondente a circa 42.239 MW.

Rispetto al 1990, anno di riferimento del Protocollo di Kyoto, le emissioni specifiche di CO₂ del Gruppo Enel sono diminuite del 37%. Nel 2013 Enel ha conseguito una riduzione del 16% rispetto alle emissioni del 2007, allineandosi all'obiettivo di riduzione fissato per il 2020 rispetto al 2007, anno immediatamente precedente al primo *commitment period* previsto dal Protocollo di Kyoto. Alla luce di tale positiva performance, Enel valuterà l'opportunità di ridefinizione di un *target* di medio periodo, considerando come la performance del 2013 sia stata influenzata, oltre che dalla continua e strutturale crescita della produzione da fonti rinnovabili, da condizioni contingenti quali una elevata idraulicità coniugata alle dinamiche del mercato.

Enel si è posta il raggiungimento entro il 2020 anche dei seguenti obiettivi, che riguardano alcuni degli aspetti ambientali più rilevanti delle attività del Gruppo: -10% di emissioni specifiche totali di anidride solforosa (SO₂), -10% emissioni specifiche totali di ossidi di azoto (NO_x); -50% emissioni specifiche totali di polveri; e -10% consumo specifico di acqua totale, il tutto rispetto ai dati consuntivati nel 2010.

La strategia di lungo termine del Gruppo Enel è basata sullo sviluppo delle fonti a emissioni zero, l'impiego delle migliori tecnologie esistenti, la promozione dell'efficienza energetica e lo sviluppo delle *smart grids*, la ricerca e l'innovazione

tecnologica e la riduzione delle emissioni con progetti nei Paesi in via di sviluppo e nelle economie in transizione.

Da alcuni anni Enel è anche attiva nel settore del mercato volontario delle riduzioni di emissione, diretto a soggetti (società, istituzioni, clienti finali ecc.) che intendono monitorare o neutralizzare la propria *carbon footprint*, ossia l'impatto in termini emissivi delle proprie attività (eventi, pubblicazioni, prodotti e servizi, sia interni sia esterni). Tutte le iniziative sono associate al marchio "CO₂ NEUTRAL" registrato da Enel nel 2011.

Parallelamente alle politiche di mitigazione il Gruppo Enel sta lavorando anche sul tema dell'adattamento al processo di cambiamento climatico. Eventi meteorologici estremi possono avere infatti impatti rilevanti sul livello e sulla qualità del servizio di generazione, di distribuzione e di fornitura dell'energia elettrica, sia nel breve sia nel lungo periodo. Per questo motivo Enel ha avviato un approfondimento sull'adattamento ai cambiamenti climatici con un progetto pilota relativo alla penisola iberica e all'America Latina. Nel 2014 verrà estesa l'analisi al perimetro globale del Gruppo.

L'impegno del Gruppo per una gestione sicura delle attività di generazione da fonte nucleare, trova chiara espressione nella "*Nuclear Policy*" approvata nel 2010 di cui si possono trovare maggiori dettagli sul sito http://www.enel.com/it/IT/sustainability/our_responsibility/enel_nuclear/. La *policy* intende garantire che tutti gli investimenti nelle tecnologie nucleari ai quali il Gruppo partecipa siano condotti mettendo in primo piano la sicurezza e la protezione dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente, incoraggiando l'eccellenza e andando oltre la semplice conformità alle leggi.

Le verifiche sulla sicurezza delle centrali nucleari, i cosiddetti "*stress test*", sono finalizzate a definire l'entità dei margini di sicurezza presenti negli impianti in esercizio a fronte di scenari estremi (sia esterni come terremoti e inondazioni, sia incidentali), indagando pertanto la risposta dell'impianto qualora sottoposto a condizioni di esercizio fuori progetto. Le centrali nucleari del Gruppo sono state sottoposte a una analisi approfondita e le misure migliorative individuate sono in corso. Enel Ingegneria e Ricerca ha partecipato alla fase di verifica e assiste attivamente le società nucleari del

Gruppo in Spagna e Slovacchia nell'implementazione delle misure migliorative stabilite.

Tra gli aggiornamenti sulle attività degli impianti, la centrale di Santa Maria de Garoña, partecipata dal Gruppo Enel con Endesa, è stata mantenuta in condizioni di arresto nel corso di tutto il 2013 e la sua licenza di esercizio è scaduta il 6 luglio. Il regime di tassazione sul combustibile nucleare esaurito, che aveva indotto a sospendere l'esercizio della centrale nel dicembre 2012 sulla base del previsto impatto finanziario, è stato modificato favorevolmente nel settembre 2013. L'operatore dell'impianto sta valutando la possibilità di riprendere l'esercizio della centrale e di richiedere un rinnovo della licenza di esercizio entro il termine di un anno dalla scadenza della precedente.

Rinnovabili

La Divisione Energie Rinnovabili, in coerenza con la propria politica di salute, sicurezza e ambiente, 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. Impatti ambientali che variano a seconda della tipologia di impianto, della tecnologia utilizzata e della fase di sviluppo degli impianti.

Alcune tipologie di impatto vengono gestite a monte attraverso scelte di natura strategica. Ne sono esempi l'introduzione di specifici requisiti di *green procurement* o della "filiera corta" nella generazione di energia da biomasse in cui, attraverso l'approvvigionamento diretto con aziende agricole sul territorio, si crea sia un bacino di riferimento per l'impianto sia opportunità di reddito alternative, stabili e di lungo periodo per tali fornitori.

Nello **sviluppo di nuovi progetti infrastrutturali** vengono effettuate, in coerenza con le normative dei singoli Paesi e in fase di richiesta delle autorizzazioni, le Valutazioni di Impatto Ambientale. Sulla base dei risultati di tali valutazioni si procede o alla definizione di eventuali accorgimenti tecnici per mitigarne gli impatti 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).

Nella **fase di costruzione degli impianti**, che rappresenta l'attività con il maggiore impatto sull'ambiente, viene applicato un *Piano di prevenzione e mitigazione degli impatti ambientali*, definito, anche, attraverso la collaborazione con le imprese appaltatrici che nel cantiere operano. L'obiettivo del Piano è stabilire meccanismi di monitoraggio e controllo

delle performance ambientali all'interno dei cantieri attraverso cui sviluppare programmi di miglioramento in collaborazione con fornitori e appaltatori, azioni di formazione e sensibilizzazione, meccanismi di coordinamento sempre più efficaci.

Nella fase di **esercizio degli impianti**, attraverso il Sistema di Gestione Ambientale in essere, vengono definiti specifici programmi di miglioramento nei diversi siti del Gruppo, al fine di identificare gli interventi da realizzare per la gestione e la mitigazione degli impatti significativi. Gli interventi includono dal contenimento e abbattimento delle emissioni in atmosfera alla gestione dei rifiuti, dalla tutela delle risorse idriche alla gestione delle emergenze ambientali.

Water scarcity

La gestione delle risorse idriche è un tema di sempre maggiore rilevanza ed Enel effettua un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica al fine di gestire tale risorsa nella maniera più efficiente.

A partire dal 2013, per alcuni impianti con particolari processi di raffreddamento sono stati stimati i consumi dovuti anche all'evaporazione. Queste variazioni nella metodologia di calcolo sovrastimano i consumi al 2013. Tuttavia confrontando il dato 2013 con la stessa metodologia di calcolo utilizzata l'anno precedente si registra una diminuzione dei consumi specifici di circa il 6%, in linea con l'impegno di Enel di ridurre tali consumi del 10% al 2020 rispetto al dato del 2010.

In particolare il monitoraggio dei siti avviene attraverso i seguenti livelli di analisi:

- > mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree con potenziali situazioni di *water scarcity*, in cui il valore medio delle risorse idriche rinnovabili per persona risulta essere inferiore al riferimento fissato dalla FAO e individuate anche attraverso l'uso di un *software* specifico sviluppato dal *World Business Council for Sustainable Development*;
 - > individuazione dei siti di produzione "critici", ossia con approvvigionamento idrico da acque dolci;
 - > gestione più efficiente attraverso eventuali modifiche di impianto o di processo tese anche a massimizzare l'approvvigionamento da reflui e da acqua di mare;
 - > monitoraggio dei dati climatici e vegetativi di ciascun sito.
- Enel restituisce globalmente circa il 99% dell'acqua prelevata e solamente circa il 7% del totale della produzione del Gruppo utilizza e/o consuma acqua dolce in zone *water stressed*.

Il 2013 ha visto, inoltre, Enel partecipare come prima *utility*

al questionario "Aqua Gauge", promosso dal *network* di investitori statunitensi Ceres, con l'obiettivo di valutare il livello di consapevolezza delle aziende sui rischi legati all'impatto sulle risorse idriche.

Biodiversità

La tutela della biodiversità è un obiettivo strategico della politica ambientale di Enel.

Il Gruppo promuove progetti in tutto il mondo, al fine di sostenere la salvaguardia degli ecosistemi e degli habitat naturali dei diversi territori in cui è presente, sia come operatore industriale sia come protagonista attivo della vita sociale.

Nel 2013 si è conclusa la mappatura delle attività di tutela della biodiversità a livello di Gruppo, che ha permesso a Enel di dotarsi di un "Piano di Gruppo per la Biodiversità", composto da 133 progetti di cui 34 completati tra il 2011 e il 2012 e 98 ancora in corso, con un impegno finanziario dal 2011 di circa 21 milioni di euro. I progetti riguardano le aree circostanti gli impianti di produzione e altre installazioni e consistono in interventi di varia natura: monitoraggi, progetti di tutela, ricerca e miglioramento, interventi compensativi o correttivi e studi di natura socio-ambientale.

Enel ritiene che qualsiasi azione sugli ecosistemi non può prescindere da una accurata conoscenza degli equilibri presenti nelle zone in cui opera. È stata, pertanto, monitorata, per ogni installazione, la prossimità di aree protette evidenziandone i motivi di tutela, gli ecosistemi pregiati, i biotopi e le specie animali o vegetali da preservare in quanto a rischio di estinzione e ne sono stati valutati gli impatti. La conoscenza delle specie presenti consente di individuare quelle ricadenti nella "red list" dell'*International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN) e la conoscenza del relativo livello di rischio consente di adottare le necessarie precauzioni di tutela. I risultati di tali attività mostrano come le attività vengano svolte in pieno equilibrio con l'ambiente naturale preservando la biodiversità.

Nell'esercizio degli impianti, in molte località, in accordo con le istituzioni locali vengono attuate da soggetti terzi indipendenti campagne di biomonitoraggio terrestre, fluviale e marino con lo scopo di verificare l'influenza sulla biodiversità delle attività svolte e l'adeguatezza delle misure compensative o migliorative eventualmente intraprese.

Ricerca e sviluppo

Modello di leadership tecnologica

Il Gruppo Enel aspira a essere un leader tecnologico del settore attraverso lo sviluppo di progetti di innovazione che producano valore e che promuovano la creazione di vantaggi competitivi sostenibili e con risultati concreti.

Lo strumento principale con cui Enel definisce le strategie e sviluppa il Piano dell'Innovazione del Gruppo è la Mappa Tecnologica, che ha l'obiettivo d'individuare le tecnologie chiave su cui puntare in futuro, anticipando l'evoluzione e i cambiamenti delle politiche e degli scenari energetici, nonché di stabilire le priorità d'investimento, in accordo con gli scenari attesi e le opportunità di mercato.

Nel 2013 il Gruppo Enel ha investito 76 milioni di euro in attività di ricerca e innovazione, ripartiti nelle diverse aree di business: Generazione tradizionale, Rinnovabili, Rete, Accumulo di energia e Usi finali.

Generazione tradizionale

Efficienza e contenimento delle emissioni negli impianti a carbone

Nel 2013 l'attività del Gruppo Enel si è concentrata sui seguenti temi:

- > sviluppo di strumenti di monitoraggio e controllo degli impianti termici a gas e a carbone in grado di ottimizzare l'esercizio in regime di funzionamento flessibile, riducendo l'indisponibilità, i consumi e le emissioni;
- > studio di processi in grado di aumentare l'efficienza degli impianti attraverso il recupero di energia dai cascami termici e l'ottimizzazione di processo;
- > studio di nuove soluzioni tecnologiche per aumentare l'affidabilità degli impianti in regime di funzionamento flessibile.

La ricerca in campo ambientale si propone di seguire e anticipare lo sviluppo scientifico al fine di svolgere un ruolo proattivo, individuando possibili azioni di miglioramento. Le competenze sviluppate da Enel in tale campo permettono, infatti, di valutare gli impatti sulle matrici ambientali: aria, acqua, suolo, superando il semplice monitoraggio prescritto dal quadro legislativo.

Il Gruppo Enel, inoltre, attivo nel campo della caratterizzazione e analisi della qualità dell'aria, ha condotto la prima campagna di validazione del metodo integrato per la definizione degli impatti ambientali dell'esercizio delle centrali termoelettriche a carbone.

In particolare, nel corso del 2013:

- > sono state svolte attività di caratterizzazione delle emissioni di macro- e micro-inquinanti su sistemi di trattamento fumi ad alta efficienza con l'obiettivo di valutarne i margini di miglioramento e le prestazioni nel tempo;
- > è stata avviata una nuova linea di attività relativa al *water management* delle centrali termoelettriche, focalizzata sull'individuazione di soluzioni integrate e/o nuovi processi per la riduzione dell'utilizzo della risorsa acqua;
- > proseguono le attività di Enel sullo sviluppo di applicazioni avanzate di sensoristica, diagnostica e automazione per aumentare l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza degli impianti di produzione del Gruppo e per ridurre gli incidenti durante i cantieri di costruzione e di manutenzione e durante il normale esercizio degli impianti del Gruppo.

Smart grids, generazione distribuita e demand-side management

Smart grids

Enel è protagonista, a livello italiano, europeo e internazionale, di numerose iniziative che hanno l'obiettivo di innovare i meccanismi di distribuzione dell'energia, portando continui miglioramenti al funzionamento delle reti.

Le più importanti iniziative e i principali progetti riguardano le *smart grids*, che coniugano l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni innovative, rendendo la gestione della rete elettrica maggiormente flessibile attraverso uno scambio di informazioni più efficace.

Con l'obiettivo di sviluppare un piano di azione per implementare la Domanda Attiva in Europa, procede il progetto ADVANCED (*Active Demand Value AND Consumer Experience*

Discovery), di cui Enel è coordinatore, con il coinvolgimento di importanti DSO (*Distribution System Operator*) in Europa. Il progetto utilizza i dati e i risultati dei progetti dimostrativi in corso, tra i quali il progetto Enel Info+ a Isernia, unitamente a ulteriori iniziative di Domanda Attiva in Europa.

Enel è, inoltre, responsabile della direzione tecnica del progetto europeo Grid4EU, con sei diversi progetti in diverse nazioni, che ha l'obiettivo di testare su larga scala e in condizioni operative reali soluzioni avanzate di *smart grids* volte a incentivare l'uso e la gestione della generazione distribuita, supportare l'efficienza energetica nonché abilitare e integrare l'*active demand* e nuovi utilizzi dell'energia elettrica.

È iniziato a settembre 2013 il progetto evolDSO, che ha come obiettivo la definizione, lo sviluppo e la validazione di strumenti e metodologie finalizzati ad abilitare il nuovo ruolo del DSO.

Anche in Spagna e America Latina sono in corso diversi progetti per lo sviluppo delle *smart grids*; tra questi il progetto ICONO per lo sviluppo di funzioni per il monitoraggio della generazione distribuita, l'automazione della rete, il miglioramento della qualità, l'efficienza, l'affidabilità e la sicurezza operativa.

Smart cities

Le competenze e le tecnologie innovative sviluppate dal Gruppo Enel hanno permesso di realizzare, in varie aree del mondo, il concetto di "*smart city*", coniugando in un unico modello urbano tutela dell'ambiente, efficienza energetica e sostenibilità economica.

In Italia sono in corso i primi progetti pilota a Genova, Bari, Cosenza e L'Aquila, dove Enel sta supportando le Municipalità nel percorso di sviluppo verso una *smart city*, attraverso misure finalizzate a rendere la rete elettrica una *smart grid*, fattore abilitante verso nuove innovazioni e servizi.

Enel è attiva anche sui progetti *smart city* finanziati a livello europeo. È, infatti, partner della città di Genova nel progetto FP7 TRANSFORM che prevede la partecipazione di altre città europee (Amsterdam, Amburgo, Copenhagen, Gran Lione, Vienna) e di partner industriali di rilievo.

Il 2013 ha visto, inoltre, la prosecuzione dei progetti innovativi di *smart cities* in Spagna (Malaga e Barcellona) e in Brasile (Búzios), e l'avvio in Cile (Santiago). In tali progetti verranno messe in campo potenzialità e nuove tecnologie delle *smart grids* per una gestione più efficiente e sostenibile della città e un maggiore risparmio di energia.

Generazione distribuita

Nel corso del 2013 è stata completata la prima fase di test del TOB (*Triangle-based Omni-purpose Building*), un sistema composto da pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo, in grado di fornire elettricità generata da fonti rinnovabili a popolazioni che risiedono in zone remote non connesse alla rete elettrica.

In Spagna è in corso il progetto *Novare Energrid*, una piattaforma di *energy management* aperta e modulare, basata su un'infrastruttura distribuita per la gestione dei flussi di rete. Il sistema permette di gestire la produzione e il consumo di energia tramite punti nodali (centri residenziali, aree di business) creando un sistema decentralizzato e un dialogo fra consumatori, produttori e utilizzatori.

Inoltre il Gruppo Enel è fortemente impegnato con molteplici progetti in diversi Paesi come Italia, Spagna e Brasile, nella realizzazione di una rete di infrastrutture intelligenti per la ricarica dei veicoli elettrici, innovativa e tecnologicamente avanzata, tale da favorire la diffusione di questi veicoli, promuovendo la mobilità sostenibile.

Efficienza energetica

Il Gruppo Enel sta sviluppando tecnologie innovative e nuovi servizi elettrici a disposizione del cliente per ottimizzare e razionalizzare i consumi energetici.

Nel corso dell'anno particolare interesse è stato rivolto ai servizi post-contatore, alla regolazione dei consumi e all'efficienza energetica negli usi finali, approfondendo gli aspetti tecnologici e individuando e sviluppando nuovi modelli di business.

In particolare:

- > è proseguito il progetto Enel Info+, che prevede il test di Enel *smart info*, un dispositivo che rende disponibili ai clienti i dati registrati dal contatore di consumo/produzione e della propria utenza, favorendo così l'acquisizione di una maggiore consapevolezza delle proprie abitudini di consumo e l'adozione di comportamenti più efficienti;
- > è stato realizzato il progetto Energy@home realizzato in collaborazione con Electrolux, Indesit Company e Telecom Italia e che ha consentito lo sviluppo di una piattaforma di comunicazione tra *smart devices* all'interno dell'ambiente domestico;
- > è proseguito il progetto Come Consumo, un sistema che abilita l'utente finale alla visualizzazione in tempo reale dei propri consumi, sia su dispositivi in locale sia su

un portale *on line*, consentendo, anche, l'accesso ai dati storici di consumo.

Enel è, inoltre, impegnata nel progetto europeo ENCOURAGE, che ha come obiettivo lo sviluppo di tecnologie che abilitino l'ottimizzazione energetica degli edifici a uso ufficio, focalizzandosi sul controllo ottimale dei sottosistemi interni, ma fornendo anche meccanismi adeguati per l'interazione efficace con il mondo esterno (altri edifici, produttori locali, *energy retailer* e distributori).

In Spagna e Sud America sono in corso diversi progetti di efficienza energetica, tra cui il progetto europeo EnergyTic, finalizzato allo sviluppo di diverse soluzioni innovative per consentire ai clienti di risparmiare acqua ed energia.

Energie rinnovabili

Le energie rinnovabili costituiscono per Enel una delle principali leve strategiche per ridurre le emissioni di CO₂ e allo stesso tempo per rendere il proprio mix produttivo più competitivo: forte è il potenziale di crescita in termini di capacità installata e intensi sono gli sforzi per sviluppare tecnologie sempre più efficaci ed efficienti, in grado di essere impiegate in contesti geografici differenti. Per questo motivo Enel è impegnata su tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile e sull'identificazione di tecnologie utili allo sfruttamento di risorse ancora non impiegate, come l'energia del mare.

Nel corso del 2013 sono proseguite le seguenti attività.

CSP - Solare termodinamico

Sono stati completati la realizzazione e l'avviamento dell'impianto CSP (*Concentrated Solar Power*) "Archimede" da 5 MWe e si sono affinate le procedure di gestione dell'impianto e di produzione di vapore, nonché le principali linee guida per l'*Operation & Maintenance*. Si stanno svolgendo, inoltre, studi sull'uso di una nuova miscela a più basso punto di fusione e sull'uso di componenti innovativi dell'impianto, che consentono un incremento delle performance.

Fotovoltaico

Proseguono le attività di individuazione delle tecnologie e dei componenti di impianto innovativi alla luce di un loro sviluppo commerciale e pre-commerciale ed è stata analizzata la possibilità di integrazione architettonica di moduli fotovoltaici semitrasparenti.

Eolico

È stato portato avanti il progetto di affinamento dei modelli di previsione della producibilità elettrica di breve-medio periodo (fino a 72 ore) per gli impianti eolici.

Geotermia

È stata conclusa a Stillwater, in Nevada (Stati Uniti), la progettazione di dettaglio del primo impianto solare termodinamico (CSP) integrato con una centrale geotermica binaria, che conferisce una potenza termica aggiuntiva pari a 17 MW.

Biomasse

Enel si è focalizzata sulla caratterizzazione di tecnologie di piccola taglia (100 kWe - 1 MWe) in grado di garantire elevati livelli di efficienza e flessibilità.

Idroelettrico

Sono state sviluppate soluzioni progettuali in grado di ottimizzare la produzione energetica degli impianti idroelettrici, riuscendo a valorizzare energeticamente i rilasci per Deflusso Minimo Vitale (DMV).

Energia dal mare

È stata messa in esercizio la macchina marina R115, sviluppata in collaborazione con la società 40South Energy, in grado di produrre 100 kWe. Sono stati siglati con la stessa società, accordi commerciali per fornitura di ulteriori impianti.

Stoccaggio di energia

La capacità di stoccare l'energia prodotta da fonti rinnovabili si sta dimostrando una delle sfide più interessanti e significative nella gestione degli impianti rinnovabili, nell'evoluzione in chiave *smart* della rete di distribuzione e nel modo di gestire l'energia a livello residenziale o industriale. Grazie a sistemi di stoccaggio sempre più efficienti, sarà possibile immagazzinare l'energia elettrica prodotta quando è più conveniente o quando c'è abbondanza di fonti rinnovabili, per poi usarla quando serve.

In Italia e in Spagna sono in corso molteplici progetti pilota, in cui diverse tecnologie di accumulo, installate in punti diversi della rete, vengono testate e messe a confronto.

Tecnologie di Informazione e Comunicazione (ICT)

La sempre maggiore focalizzazione sulle attività tecnologiche di innovazione digitale è dimostrata anche dalla costituzione, nel 2013, di un'unità dedicata all'indirizzo, al coordinamento, alla costruzione e alla promozione di soluzioni innovative basate su tali tecnologie.

Attraverso una rete tecnologica con le più importanti aziende ICT nel mondo, con laboratori di ricerca e con alcune università, è stato possibile individuare alcune soluzioni innovative nella predizione preventiva (*Predictive Maintenance*) applicata alle turbine eoliche e nella ricerca dei casi di frodi di energia (*Non Technical Losses*). Nell'ambito dei rapporti con i clienti sono state sperimentate nuove tecnologie per l'ascolto su reti sociali (*Sentiment Analysis*) e per l'analisi avanzata sui canali internet dell'efficacia degli strumenti.

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente

o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela Vendita di energia per uso proprio
GME – Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti Vendita di energia per uso proprio
GSE – Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili Vendita di energia per uso proprio
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Eni	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione Vendita di energia per uso proprio

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e Fondenel, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota 37 al presente Bilancio consolidato.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2013		al 31.12.2012 restated	
Valori civilistici di Enel SpA	1.372	25.867	3.428	25.817
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	7	(77.828)	14	(77.683)
Patrimonio netto e risultato dell'esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	6.149	74.861	3.943	73.842
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(745)	12.235	(2.504)	12.855
Dividendi infragruppo	(3.540)	-	(4.583)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(8)	806	(60)	944
TOTALE GRUPPO	3.235	35.941	238	35.775
INTERESSENZE DI TERZI	1.545	16.898	1.204	16.312
BILANCIO CONSOLIDATO	4.780	52.839	1.442	52.087





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					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	9.a	77.258	8.753	82.431	7.217
Altri ricavi e proventi	9.b	3.277	401	2.518	46
	[Subtotale]	80.535		84.949	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	10.a	41.612	10.266	46.582	9.971
Servizi	10.b	15.551	2.510	15.780	2.298
Costo del personale	10.c	4.596		5.789	
Ammortamenti e perdite di valore	10.d	7.067		9.003	
Altri costi operativi	10.e	2.837	30	2.774	39
Costi per lavori interni capitalizzati	10.f	(1.450)		(1.747)	
	[Subtotale]	70.213		78.181	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	11	(378)	78	38	82
Risultato operativo		9.944		6.806	
Proventi finanziari	12	2.453	35	2.185	13
Oneri finanziari	12	5.266	4	5.197	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	86		88	
Risultato prima delle imposte		7.217		3.882	
Imposte	14	2.437		2.440	
Risultato delle continuing operations		4.780		1.442	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		4.780		1.442	
Quota di interessenza del Gruppo		3.235		238	
Quota di interessenza di terzi		1.545		1.204	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	15	0,34		0,03	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	15	0,34		0,03	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	15	0,34		0,03	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	15	0,34		0,03	

(1) Il Conto economico consolidato 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 Revised, nonché al cambio del criterio di contabilizzazione dei certificati ambientali. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro

Note

		2013	2012 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Risultato netto dell'esercizio		4.780	1.442
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari		(174)	(760)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(29)	(7)
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita		(105)	(416)
Variazione riserva di traduzione		(3.197)	73
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico			
Variazione delle passività/(attività) nette per benefici definiti		(188)	(248)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	29	(3.693)	(1.358)
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		1.087	84
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		1.514	(1.232)
- di terzi		(427)	1.316

(1) Il Prospetto dell'utile consolidato complessivo del 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 *Revised*, nonché al cambio del criterio di contabilizzazione dei certificati ambientali. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

ATTIVITÀ	al 31.12.2013		al 31.12.2012 <i>restated</i> ⁽¹⁾		al 01.01.2012 <i>restated</i>	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	16	81.050	83.115		80.592	
Investimenti immobiliari		181	197		245	
Attività immateriali	17	33.229	35.997		39.049	
Attività per imposte anticipate	18	6.239	6.816		6.206	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	19	647	1.115		1.085	
Attività finanziarie non correnti	20	6.401	5.518	74	6.325	
Altre attività non correnti	21	837	800	55	415	
	[Totale]	128.584	133.558		133.917	
Attività correnti						
Rimanenze	22	3.586	3.338		3.148	
Crediti commerciali	23	11.533	11.719	893	11.570	1.473
Crediti tributari	24	1.735	1.631		1.251	
Attività finanziarie correnti	25	7.877	9.381	39	10.466	1
Altre attività correnti	26	2.562	2.262	46	2.136	71
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	27	8.030	9.891		7.015	
	[Totale]	35.323	38.222		35.586	
Attività possedute per la vendita	28	241	317		381	
TOTALE ATTIVITÀ		164.148	172.097		169.884	

(1) Il prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 *Revised*, nonché alla conclusione del processo di allocazione del prezzo di alcune aggregazioni aziendali effettuate nel precedente esercizio. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated ⁽¹⁾	al 01.01.2012 restated
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo				
Capitale sociale		9.403	9.403	9.403
Altre riserve		7.084	8.747	10.217
Utili e perdite accumulati		19.454	17.625	18.892
	[Totale]	35.941	35.775	38.512
Interessenze di terzi		16.898	16.312	15.589
Totale patrimonio netto	29	52.839	52.087	54.101
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	27	51.113	55.959	48.703
TFR e altri benefici ai dipendenti	30	3.696	4.542	3.192
Fondi rischi e oneri	31	8.047	8.648	8.057
Passività per imposte differite	18	10.905	11.786	11.505
Passività finanziarie non correnti	32	2.257	2.553	2.307
Altre passività non correnti	33	1.266 2	1.151 2	1.313
	[Totale]	77.284	84.639	75.077
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	27	2.529	3.970	4.799
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	27	4.690	4.057	9.672
Debiti commerciali	34	13.004 3.647	13.903 3.496	12.931 3.304
Debiti per imposte sul reddito		308	364	671
Passività finanziarie correnti	35	3.640 4	3.138 1	3.668 2
Altre passività correnti	36	9.834 24	9.931 39	8.907 15
	[Totale]	34.005	35.363	40.648
Passività possedute per la vendita	28	20	8	58
Totale passività		111.309	120.010	115.783
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		164.148	172.097	169.884

(1) Il prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 *Revised*, nonché alla conclusione del processo di allocazione del prezzo di alcune aggregazioni aziendali effettuate nel precedente esercizio. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari
Al 1° gennaio 2012	9.403	5.292	1.881	2.262	120	(49)
Effetto applicazione IAS 19/R	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2012 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	120	(49)
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(28)	(1.204)
<i>di cui:</i>						
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(28)	(1.204)
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2012 restated ⁽¹⁾	9.403	5.292	1.881	2.262	92	(1.253)
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	98	-
Cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(1.290)	(237)
<i>di cui:</i>						
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(1.290)	(237)
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2013	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.490)

(1) Il Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato al 31 dicembre 2012 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dello IAS 19 *Revised*, nonché alla conclusione del processo di allocazione del prezzo di alcune aggregazioni aziendali effettuate nel precedente esercizio. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per operazioni su <i>non controlling</i> <i>interest</i>	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserve per benefici dipendenti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
749	78	15	-	18.899	38.650	15.650	54.300
-	-	-	(131)	(7)	(138)	(61)	(199)
749	78	15	(131)	18.892	38.512	15.589	54.101
-	-	-	-	(1.505)	(1.505)	(628)	(2.133)
-	-	-	-	-	-	35	35
-	-	(7)	(231)	238	(1.232)	1.316	84
-	-	(7)	(231)	-	(1.470)	112	(1.358)
-	-	-	-	238	238	1.204	1.442
749	78	8	(362)	17.625	35.775	16.312	52.087
-	-	-	-	(1.410)	(1.410)	(829)	(2.239)
-	(22)	-	-	-	76	102	178
(28)	6	-	4	4	(14)	1.740	1.726
-	-	(24)	(170)	3.235	1.514	(427)	1.087
-	-	(24)	(170)	-	(1.721)	(1.972)	(3.693)
-	-	-	-	3.235	3.235	1.545	4.780
721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro

Note

	2013	2012 restated ⁽¹⁾		
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate	
Risultato dell'esercizio prima delle imposte	7.217		3.882	
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	1.622		3.516	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	4.790		4.899	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(264)		(66)	
Accantonamenti ai fondi	1.023		2.469	
(Proventi)/Oneri finanziari	2.319		2.413	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	48		514	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	16.755		17.627	
Incremento/(Decremento) fondi	(1.884)		(1.517)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze	(249)		(190)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	(596)	(375)	(825)	580
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	(681)	27	1	(117)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	(893)	151	978	192
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.110	35	1.168	13
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(3.715)	4	(3.898)	
Imposte pagate	(2.606)		(2.929)	
Cash flow da attività operativa (a)	7.241		10.415	
Investimenti in attività materiali non correnti	(5.350)		(6.522)	
Investimenti in attività immateriali	(610)		(627)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(210)		(182)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	1.409		388	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	614		355	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	(4.147)		(6.588)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	27	5.336	13.739	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(9.565)	(12.505)	
Incasso da cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		1.814	-	
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		(85)	-	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(2.044)	(2.229)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(4.544)	(995)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		(426)	29	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(1.876)	2.861	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽²⁾		9.933	7.072	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽³⁾		8.057	9.933	

(1) Il Rendiconto finanziario consolidato è stato oggetto di *restatement* conseguente all'applicazione del nuovo IAS 19 Revised. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.891 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (7.015 milioni di euro al 1° gennaio 2012), "Titoli a breve" pari a 42 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (52 milioni di euro al 1° gennaio 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" non presenti al 1° gennaio 2013 (5 milioni di euro al 1° gennaio 2012).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.030 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (9.891 milioni di euro al 31 dicembre 2012), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (42 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (non presenti al 31 dicembre 2012).

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. 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 11 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 possedute 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 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, con l'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.

Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e 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

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati secondo il principio della competenza.

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e del gas distribuiti nell'esercizio ma non ancora fatturati, qua-

le differenza tra l'energia elettrica e il gas complessivamente immessi nella Rete di distribuzione e quelli complessivamente fatturati nell'esercizio, calcolata tenuto conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

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 17.

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 cessazione 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 rivalutati, 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 indeterminazione, 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

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.

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 constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

Il Gruppo Enel 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 nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che 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 evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

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

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione di operazioni di pagamento basate sulle azioni e il processo di valutazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggrega-

zioni 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.

In particolare, le CGU individuate nell'ambito della Divisione Iberia e America Latina sono rappresentate da gruppi di attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica/gas localizzate nella penisola iberica e in taluni paesi dell'America Latina che sono gestiti in maniera unitaria dal Gruppo anche sotto un profilo squisitamente finanziario. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management e della Divisione Mercato sono rappresentate da attività risultanti da operazioni di *business combination* effettuate sulle *operations* relative alla rigassificazione del gas in Italia e sul mercato domestico *retail* del gas o da gruppi di *asset* omogenei operanti nel business della vendita o generazione di energia elettrica. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili sono rappresentate (a meno di qualche marginale eccezione applicata in Italia e in Spagna per riflettere il modello organizzativo elaborato dal Gruppo) dall'insieme delle attività inerenti esclusivamente alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili dislocate in aree territoriali definibili omogenee in relazione ad aspetti regolatori, contrattuali e in quanto soggette a una elevata interdipendenza dei processi di business e a una significativa integrazione nell'ambito della medesima area geografica. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Internazionale

sono rappresentate dalle attività di generazione e distribuzione/vendita di energia elettrica identificate con operazioni di aggregazione aziendale e che costituiscono, per area territoriale e per business, singole unità generatrici di flussi finanziari autonomi. 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 aclarare 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. A seguito di tale analisi, il Gruppo ha consolidato integralmente talune società (Emgesa, Codensa e SE Hydropower), pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto, come indicato nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013", cui si rimanda.

Applicazione dell'"IFRIC 12 – *Accordi per servizi in concessione*" alle concessioni

L'"IFRIC 12 – *Accordi per servizi in concessione*" dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, a seconda se – rispettivamente – il concessionario abbia diritto a un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se il concedente:

- > controlla o regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- > controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono risultate applicabili alle infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica di talune società della Divisione Iberia e America Latina operanti in Brasile (Ampla e Coelce).

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, 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 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 potenzialmente 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 potenzialmente 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 potenzialmente 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.

Nella seguente tabella sono riepilogati i valori delle principali società a controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato.

Milioni di euro	Hydro Dolomiti Enel	RusEnergosbyt	Nuclenor	Atacama	Tejo
al 31.12.2013					
Percentuale di consolidamento	49,0%	49,5%	50,0%	50,0%	38,9%
Attività non correnti	282	42	28	204	164
Attività correnti	47	82	44	122	53
Passività non correnti	81	1	36	31	122
Passività correnti	38	64	25	44	36
Ricavi	147	1.419	4	134	78
Costi	86	1.313	3	100	63

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 adeguare 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 SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

Aggregazioni aziendali

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 uti-

lizzando il metodo dell'acquisto (*acquisition 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 dodici 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.

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 *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 dodici 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.

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

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.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è di seguito riportata.

Fabbricati civili	20-67 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	20-67 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	22-65 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	20-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	18-46 anni
- componenti turbogas	10-26 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	17-45 anni
- altre opere idrauliche fisse	21-66 anni
Centrali nucleari	40-60 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20 anni
- turbine e generatori	30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-25 anni
- turbine e generatori	20-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-25 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	18-25 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-25 anni
Linee di trasporto	21-50 anni
Stazioni di trasformazione	24-50 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	40-50 anni
- cabine primarie	15-40 anni
- reti di media e bassa tensione	30-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	6-25 anni
- gruppi di misura bilancio energia	10-35 anni
- contatori elettronici	10-20 anni

La vita utile delle miglione su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglione stessa.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale 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 sostanzialmente 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.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica. Per gli impianti ubicati in Italia, la scadenza delle concessioni è fissata al 2020-2040 (per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano) e al 2029 (per gli altri). Nel contesto regolatorio vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati

alla stregua delle altre categorie di “Immobili, impianti e macchinari”, e pertanto, ammortizzati lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto “Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012”, cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2067.

Talune società operanti nella generazione in Argentina, Brasile e Messico sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2013 al 2088.

Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il Gruppo è concessionario in Italia di tale servizio. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d’intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi.

Nella determinazione dell’indennizzo, l’elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all’esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce “Immobili, impianti e macchinari” e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Enel opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in altri Paesi (tra cui Spagna e Romania); tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l’apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l’uso nella produzione o nella fornitura di beni/servizi.

Sono inizialmente rilevati al costo, determinato attraverso le stesse modalità indicate per gli immobili, impianti e macchinari. Successivamente, sono rilevati al costo al netto dei relativi ammortamenti e di eventuali perdite di valore.

L’ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.

Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.

Il *fair value* degli investimenti immobiliari detenuti è determinato assumendo che il singolo asset sia venduto in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione, alle correnti condizioni di mercato. La determinazione del *fair value* tiene conto dello stato dei singoli asset nonché dei ricavi derivanti dai canoni di locazione correnti e delle altre ipotesi che gli operatori di mercato utilizzerebbero nella determinazione del prezzo dell’asset alle condizioni di mercato correnti. Il *fair value* degli investimenti immobiliari iscritti in bilancio al 31 dicembre 2013, determinato sulla base di perizie effettuate da esperti indipendenti, è pari a 216 milioni di euro.

Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando sono permanentemente inutilizzati e nessun beneficio economico futuro è atteso dalla loro 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.

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.

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 17. 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, è sottoposto 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 a 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.

Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote di emissioni di CO₂) non utilizzati per la *compliance* del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO₂, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al *trading* e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono preventivamente allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.

I materiali e gli altri beni di consumo (comprensivi delle com-

modity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevati gli acquisti di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.

Lavori in corso su ordinazione

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi contrattuali maturati con ragionevole certezza, in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost to cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore dei lavori in corso su ordinazione nei limiti dei corrispettivi maturati; l'eventuale parte eccedente è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle singole commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui divengono probabili, indipendentemente dallo stato di avanzamento delle singole commesse.

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 sino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute sino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati, aventi pagamenti fissi o determinabili e non rappresentati da partecipazioni, quotati 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 d'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 incorporati 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 netto 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.

Operazioni di pagamento basate sulle azioni

Piani di *stock option*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di *stock option* è determinato sulla base del *fair value* delle opzioni concesse ai dipendenti alla data di assegnazione. Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore del titolo Enel alla data di assegnazione, della volatilità del

titolo e della curva dei tassi di interesse, sempre alla data di assegnazione, coerenti con la durata del piano. Il modello di *pricing* utilizzato è il Cox-Rubinstein.

Il costo è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno esercitabili.

Piani di incentivazione *restricted share units*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione *restricted share units* (RSU) è determinato sulla base del *fair value* delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.

Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il *vesting period*. Il modello di *pricing* utilizzato è il Monte Carlo.

Il costo è riconosciuto a Conto economico, lungo il *vesting period*, in contropartita a una specifica passività ed è adeguato periodicamente al *fair value*, tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

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.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è

rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.

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, in particolare per quelli legati agli impianti nucleari, 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 ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica nonché dall'"*emission trading system*" istituito a livello europeo.

I certificati verdi maturati in relazione alla produzione di

energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi") maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al *fair value*, nell'ambito degli altri ricavi e proventi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.

Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.

In caso di vendita, la differenza tra il prezzo di cessione di tali certificati e il valore contabile alla data di cessione concorre al saldo della voce dei ricavi di vendita.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO₂, il Gruppo applica il c.d. "*net liability approach*".

Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della *compliance*, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

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 e gas si riferiscono ai quantitativi erogati nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a letture periodiche.

Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento. In particolare, le autorità che regolamentano i mercati dell'energia e del gas possono utilizzare meccanismi atti a ridurre gli effetti derivanti dallo sfasamento temporale nella definizione dei prezzi dell'energia destinata al mercato regolamentato e applicati ai distributori, rispetto alla definizione dei prezzi che gli stessi applicano ai consumatori finali;

- > 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;
- > i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è separatamente individuabile rispetto a eventuali servizi di distribuzione per la fornitura continuativa e duratura di energia elettrica.

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 rivergerà, 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 diritto 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 patri-

moniale. 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.

Principi contabili di recente emanazione

Principi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato la seguente modifica ai principi contabili internazionali 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, su base prospettica, del nuovo principio ha comportato un effetto positivo a Conto economico pari a 4 milioni di euro e a patrimonio netto pari a 46 milioni di euro; tali effetti sono dovuti principalmente alla nuova metodologia di determinazione del rischio di controparte che include anche il *non-performance risk*.

- > “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.
- > “IFRIC 20 – *Costi di sbancamento nella fase di produzione di una miniera a cielo aperto*”, emesso a ottobre 2011. L’interpretazione dispone il trattamento contabile da applicare ai costi sostenuti per la rimozione, nella fase di produzione, di materiale di scarto dalle miniere chiarendo quando possono essere rilevati come un’attività. L’applicazione della nuova interpretazione non ha comportato impatti sul Bilancio consolidato.
- > “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 attività 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*. In particolare, si segnala che mentre non vi saranno impatti sull'utile e sul patrimonio netto di Gruppo, qualora l'IFRS 11 fosse stato utilizzato già ai fini della redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 i ricavi del 2013 sarebbero stati inferiori per circa 1.800 milioni di euro, mentre il totale attivo al 31 dicembre 2013 sarebbe stato inferiore per circa 700 milioni di euro.

- > "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 ventures*, 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:
 - a) ha correntemente un diritto legale a compensare gli importi rilevati contabilmente; e
 - b) 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 determinerà la riclassifica di alcuni saldi nello Stato patrimoniale consolidato, senza alcun impatto sul patrimonio netto consolidato.

- > "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 inten-

dersi 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 per il Gruppo.

- > "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 ser-

vizi, 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 prospettivamente, 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 valutazio-

ne 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 prospettivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015;
 - "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*"; la modifica chiari-

sce 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 inve-

stimento 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.

4

Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2012

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2013 con efficacia retrospettica, della nuova versione del principio contabile "IAS 19 – *Benefici per i dipendenti*", si evidenziano i principali effetti che impattano sui risultati economici e patrimoniali dell'esercizio precedente:

- > non essendo più applicabile il c.d. "*corridor approach*", tutti gli utili e le perdite attuariali precedentemente non registrati al 1° gennaio 2012 sono stati rilevati direttamente a patrimonio netto; è stata pertanto eliminata dal Conto economico la quota di ammortamento relativa all'eccedenza dal *corridor*, pari a 19 milioni di euro, che vi era stata originariamente rilevata; la rideterminazione di tali poste ha comportato la rettifica delle rispettive passività per benefici ai dipendenti e delle attività nette a servizio dei programmi del personale iscritte nello Stato patrimoniale;
- > non essendo più consentito il differimento della rilevazione contabile a Conto economico del *past service cost*, per quei benefici ai dipendenti già in essere al 31 dicembre 2011, la quota non rilevata è stata integralmente iscritta al 1° gennaio 2012 a incremento delle passività per benefici ai dipendenti, in contropartita al patrimonio

netto; con riferimento ai benefici a dipendenti introdotti nel corso del 2012, invece, l'effetto dell'incremento delle relative passività è stato rilevato direttamente nel Conto economico dell'esercizio. In particolare, tale rilevazione a Conto economico ha riguardato per 932 milioni di euro l'iscrizione degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione, assegnato nel corso del 2012 a taluni dipendenti in Italia;

- > in applicazione del nuovo principio, vengono rilevati gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano in sostituzione del rendimento atteso a esse relativo; infine, tali interessi sono presentati non più come proventi finanziari, ma nettati dagli oneri finanziari relativi agli stessi piani. L'effetto complessivo netto di tale ultima modifica ha determinato un impatto marginale sul Conto economico 2012 riesposto del Gruppo.

In tutti i casi sono stati calcolati gli effetti fiscali teorici e attribuite le quote di pertinenza delle interessenze di terzi.

Inoltre, nel corso del 2013, il Gruppo ha adottato una nuova politica contabile che rientra nel progetto di armonizzazione del trattamento contabile relativo alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica ecc.). Tale nuovo modello si basa sul *business model* delle società coinvolte nel meccanismo di incentivazione dei certificati ambientali e ha prodotto esclusivamente alcune riclassifiche nel Conto economico e nello Stato Patrimoniale consolidato.

Infine, per effetto delle allocazioni definitive del prezzo di

acquisizione della *pipeline* Kafireas, di Stipa Nayaá e di Eólica Zopiloapan, società operanti nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili, conclusesi successivamente al 31 dicembre 2012, sono stati rideterminati i dati patrimoniali a tale data al fine di riflettere l'allocazione finale del *fair value* alle attività acquisite e alle passività assunte attraverso le relative operazioni di aggregazione aziendale.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi di Conto economico, Prospetto dell'utile complessivo e Stato patrimoniale consolidato a fronte di tali sopracitate modifiche, inclusive degli effetti fiscali a esse relative. Nel Rendiconto finanziario consolidato si rilevano talune riclassifiche tra le diverse componenti, in linea con quanto evidenziato nei prospetti di Stato patrimoniale e Conto economico.

Milioni di euro

	2012	Effetto IAS 19/R	Nuova <i>policy</i> certificati ambientali	2012 <i>restated</i>
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	82.699	-	(268)	82.431
Altri ricavi	2.190	-	328	2.518
Totale ricavi	84.889	-	60	84.949
Costi				
Materie prime e materiali di consumo	46.130	-	452	46.582
Servizi	15.738	-	42	15.780
Costo del personale	4.860	929	-	5.789
Ammortamenti e perdite di valore	9.003	-	-	9.003
Altri costi operativi	3.208	-	(434)	2.774
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.747)	-	-	(1.747)
Totale costi	77.192	929	60	78.181
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	38	-	-	38
Risultato operativo	7.735	(929)	-	6.806
Proventi finanziari	2.272	(87)	-	2.185
Oneri finanziari	5.275	(78)	-	5.197
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	88	-	-	88
Risultato prima delle imposte	4.820	(938)	-	3.882
Imposte	2.745	(305)	-	2.440
Risultato delle <i>continuing operations</i>	2.075	(633)	-	1.442
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	2.075	(633)	-	1.442
Quota di interessenza del Gruppo	865	(627)	-	238
Quota di interessenza di terzi	1.210	(6)	-	1.204

Milioni di euro

	2012	Effetto IAS 19/R	2012 restated
Risultato netto dell'esercizio	2.075	(633)	1.442
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(760)	-	(760)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(7)	-	(7)
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(416)	-	(416)
Variazione riserva di traduzione	73	-	73
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico			
Variazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	-	(248)	(248)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(1.110)	(248)	(1.358)
Utile complessivo rilevato nell'esercizio	965	(881)	84
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	(374)	(858)	(1.232)
- di terzi	1.339	(23)	1.316

Milioni di euro

	al 31.12.2011	Effetto IAS 19/R	al 01.01.2012 <i>restated</i>	al 31.12.2012	Effetto IAS 19/R	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12.2012 <i>restated</i>
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	80.592	-	80.592	83.115	-	-	83.115
Investimenti immobiliari	245	-	245	197	-	-	197
Attività immateriali	39.049	-	39.049	35.970	-	27	35.997
Attività per imposte anticipate	6.116	90	6.206	6.305	511	-	6.816
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.085	-	1.085	1.115	-	-	1.115
Attività finanziarie non correnti	6.325	-	6.325	5.518	-	-	5.518
Altre attività non correnti	512	(97)	415	897	(97)	-	800
Totale attività non correnti	133.924	(7)	133.917	133.117	414	27	133.558
Attività correnti							
Rimanenze	3.148	-	3.148	3.338	-	-	3.338
Crediti commerciali	11.570	-	11.570	11.719	-	-	11.719
Crediti tributari	1.251	-	1.251	1.631	-	-	1.631
Attività finanziarie correnti	10.466	-	10.466	9.381	-	-	9.381
Altre attività correnti	2.136	-	2.136	2.262	-	-	2.262
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.015	-	7.015	9.891	-	-	9.891
Totale attività correnti	35.586	-	35.586	38.222	-	-	38.222
Attività possedute per la vendita	381	-	381	317	-	-	317
TOTALE ATTIVITÀ	169.891	(7)	169.884	171.656	414	27	172.097

Milioni di euro

	al 31.12.2011	Effetto IAS 19/R	al 01.01.2012 <i>restated</i>	al 31.12.2012	Effetto IAS 19/R	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12.2012 <i>restated</i>
Patrimonio netto del Gruppo							
Capitale sociale	9.403	-	9.403	9.403	-	-	9.403
Altre riserve	10.348	(131)	10.217	9.109	(362)	-	8.747
Utili e perdite accumulati	18.899	(7)	18.892	18.259	(634)	-	17.625
	38.650	(138)	38.512	36.771	(996)	-	35.775
Interessenze di terzi	15.650	(61)	15.589	16.387	(84)	9	16.312
TOTALE PATRIMONIO NETTO	54.300	(199)	54.101	53.158	(1.080)	9	52.087
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	48.703	-	48.703	55.959	-	-	55.959
TFR e altri benefici ai dipendenti	3.000	192	3.192	3.063	1.479	-	4.542
Fondi rischi e oneri	8.057	-	8.057	8.648	-	-	8.648
Passività per imposte differite	11.505	-	11.505	11.753	15	18	11.786
Passività finanziarie non correnti	2.307	-	2.307	2.553	-	-	2.553
Altre passività non correnti	1.313	-	1.313	1.151	-	-	1.151
	74.885	192	75.077	83.127	1.494	18	84.639
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	4.799	-	4.799	3.970	-	-	3.970
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.672	-	9.672	4.057	-	-	4.057
Debiti commerciali	12.931	-	12.931	13.903	-	-	13.903
Debiti per imposte sul reddito	671	-	671	364	-	-	364
Passività finanziarie correnti	3.668	-	3.668	3.138	-	-	3.138
Altre passività correnti	8.907	-	8.907	9.931	-	-	9.931
	40.648	-	40.648	35.363	-	-	35.363
Passività possedute per la vendita	58	-	58	8	-	-	8
TOTALE PASSIVITÀ	115.591	192	115.783	118.498	1.494	18	120.010
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	169.891	(7)	169.884	171.656	414	27	172.097

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.

2012

- > acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rock Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2012 del restante 50% di Enel Stoccaggi, società nella quale il Gruppo già deteneva una quota azionaria del 50%. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale (precedentemente consolidata con il metodo proporzionale in virtù del controllo congiunto);
- > acquisizione, in data 27 giugno 2012, dell'ulteriore 50% del capitale sociale di alcune società della pipeline eolica greca Kafireas, precedentemente incluse nel perimetro "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;
- > cessione, in data 2 agosto 2012, dell'intero capitale di Water & Industrial Services Company (Wisco), operante nella depurazione delle acque reflue in Italia;
- > cessione, in data 9 ottobre 2012, dell'intero capitale di Endesa Ireland, società operante nella produzione di energia elettrica;
- > 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.

2013

- > acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di Power-Crop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro operatore, la società è consolidata con il metodo proporzionale;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse;
- > acquisizione, in data 31 ottobre 2013, del 100% del capitale di Compañía Energética Veracruz, società operante nello sviluppo di impianti idroelettrici in Perù;
- > cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche della quota detenuta da quest'ultima in SeverEnergia;
- > acquisizione, nel mese di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre *business combination*) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Allocazioni definitive del prezzo di acquisto di alcune società nella Divisione Energie Rinnovabili

A seguito delle acquisizioni del controllo, avvenute nel 2012, di alcune società della *pipeline* eolica greca Kafireas e del 100% di Stipa Nayaá ed Eólica Zopiloapan, società messicane operanti nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nel corso del 2013 il Gruppo ha completato il processo di attribuzione del costo di ciascuna transazione alle attività acquisite e alle passività assunte. In particolare, in entrambi i casi si è proceduto:

> all'iscrizione di alcune attività immateriali per effetto del

completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;

> alla determinazione degli effetti fiscali associati alla rettifica sopra descritta;

> all'attribuzione delle suddette rettifiche alle minoranze azionarie per la quota di loro interessenza.

La tabella sottostante sintetizza gli effetti contabili prodotti alle date di acquisizione.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione

Milioni di euro

	Pipeline Kafireas	Stipa Nayaá	Eólica Zopiloapan
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	1	125	112
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :			
- attività immateriali	55	14	11
- passività per imposte differite	(11)	(4)	(3)
- interessenze di terzi	(9)	-	-
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	36	135	120
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	58	139	126
Avviamento	22	4	6

(1) Inclusi oneri accessori.

Aggregazioni aziendali e acquisizioni di società a controllo congiunto effettuate nel 2013

Con riferimento alle acquisizioni dell'esercizio 2013 che configurano un'operazione di *business combination* e in accordo con quanto previsto dal principio contabile internazionale di riferimento IFRS 3 *Revised*, si riportano nella tabella che segue gli effetti emergenti dalla contabilizzazione iniziale di tali operazioni. In particolare, si evidenzia che – per le aggregazioni aziendali di Parque Eólico Talinay Oriente, Compañía Energética Veracruz, PowerCrop, di alcune società minori della Divisione Energie Rinnovabili e di taluni progetti eolici statunitensi (costituenti, questi ultimi, tre distinte *business*

combination) – la rilevazione della *business combination* è stata effettuata in via provvisoria in attesa di completare il processo di allocazione del prezzo nei termini previsti dal principio contabile di riferimento sopra citato. Con riferimento alle *business combination* di Chisholm View e Prairie Rose, le stesse sono state invece effettuate già in via definitiva e incorporano rimisurazioni al *fair value* della voce "Immobili, impianti e macchinari" rispettivamente per 4 milioni di euro e per 1 milione di euro.

Aggregazioni aziendali e acquisizioni di società a controllo congiunto effettuate nel 2013

Milioni di euro	Aggregazioni aziendali					Acquisizioni di società a controllo congiunto	
	Parque Eólico Talinay Oriente	Chisholm View Wind Project	Prairie Rose Wind	Progetti eolici statunitensi	Altre minori Divisione Energie Rinnovabili	Compañía Energética Veracruz	PowerCrop
Immobili, impianti e macchinari	127	276	223	7	9	-	10
Attività immateriali	-	-	-	69	-	14	2
Altre attività non correnti	19	-	-	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	8	9	-	1	-	-
Attività correnti	-	4	2	-	-	-	5
Passività non correnti	-	(124)	(108)	(20)	(2)	-	-
Passività correnti	(20)	(29)	(24)	(6)	-	-	(2)
Interessenze di terzi	-	(34)	(25)	-	(3)	-	-
Attività nette acquisite	126	101	77	50	5	14	15
Avviamento	-	-	-	-	14	-	9
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	126	101	77	50	19	14	24
Effetto cassa	81 ⁽²⁾	35 ⁽³⁾	27 ⁽⁴⁾	-	19	2	4 ⁽⁵⁾
Effetto cassa al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	81	27	18	-	18	2	4

(1) Inclusi oneri accessori.

(2) Al netto degli acconti versati nel 2012 (pari a 27 milioni di euro) e della quota ancora da versare (18 milioni di euro).

(3) Al netto del valore della partecipazione acquisita nel 2012 e valutata precedentemente con il metodo del patrimonio netto (66 milioni di euro).

(4) Al netto del valore della partecipazione acquisita nel 2012 e valutata precedentemente con il metodo del patrimonio netto (50 milioni di euro).

(5) Al netto degli acconti versati nel 2012 (pari a 8 milioni di euro) e della quota ancora da versare (12 milioni di euro).

Effetti dell'aumento di capitale di Enersis

In data 29 marzo 2013 si è completato l'aumento di capitale della società cilena Enersis per un controvalore complessivo di 4.559 milioni di euro; l'aumento di capitale è stato sottoscritto da Endesa (60,6%) attraverso il conferimento delle partecipazioni incluse nella società Cono Sur Participaciones e dagli altri soci terzi (39,4%) per cassa.

Nel dettaglio, le partecipazioni detenute direttamente da Cono Sur Participaciones alla data dell'operazione risultavano essere:

- > Ampla Energia e Serviços, per una quota del 7,70%;
- > Ampla Investimentos e Serviços, per una quota del 7,71%;
- > Codensa, per una quota del 26,66%;
- > Compañía Eléctrica San Isidro, per una quota del 4,39%;
- > Eléctrica Cabo Blanco, per una quota dell'80,00%;
- > Emgesa, per una quota del 21,60%;

- > Empresa Distribuidora Sur, per una quota del 6,22%;
- > Endesa Brasil, per una quota del 28,48%;
- > Endesa Camsa, per una quota del 55,00%;
- > Generalima, per una quota del 100,00%;
- > Inversiones Distrilima, per una quota del 34,83%;
- > Inversora Dock Sud, per una quota del 57,14%;
- > Yacylec, per una quota del 22,22%.

Dato che l'aumento di capitale è stato interamente sottoscritto, al completamento dell'operazione non si rilevano variazioni nella compagine societaria di Enersis. Per il Gruppo Enel l'operazione si configura come una cessione di un pacchetto di minoranza degli asset oggetto della transazione nella misura della diluizione risultante dopo il conferimento degli stessi al capitale di Enersis.

Nella seguente tabella sono sintetizzati gli effetti contabili della cessione.

Milioni di euro

Determinazione valore della quota ceduta nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale di Enersis	
Attività nette relative al perimetro Cono Sur Participaciones	2.261
Interessenze di terzi su tali attività	(180)
Avviamento di pertinenza di tali attività	357
Valore complessivo 92,06% di Cono Sur Participaciones	2.438
Quota ceduta nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale di Enersis (39,4%)	961
Determinazione corrispettivo ricevuto a fronte della cessione	
Aumento di capitale sottoscritto per cassa	1.795
Quota di pertinenza del Gruppo Enel (55,8%)	1.001
Costo dell'operazione di pertinenza del Gruppo Enel ⁽¹⁾	54
Corrispettivo ricevuto a fronte della cessione	947
Risultato netto dell'operazione (iscritto nella Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo)	(14)

(1) Calcolato su un totale di costi sostenuti di 94 milioni di euro, al netto dell'effetto fiscale e delle quote di interessenza di terzi.

6

Gestione del rischio

Rischio mercato

Il Gruppo Enel, nell'esercizio della propria attività industriale, è esposto a diversi rischi di mercato e, in particolare, è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di interesse e del tasso di cambio.

Nell'ambito della governance di *risk management*, la gestione dei rischi di mercato prevede specifiche *policy* definite a livello sia di Gruppo sia di singola Divisione/Country, e assegna ad appositi Comitati Rischi la responsabilità di indirizzo strategico e di supervisione. La governance di *risk management*, in particolare, prevede l'articolazione di un sistema di limiti operativi definiti sulle singole tipologie di rischio il cui monitoraggio viene effettuato periodicamente da parte delle Unità di *Risk Management*.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse possono comportare variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

Il Gruppo è inoltre esposto al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere generino variazio-

ni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in divisa estera quali costi e ricavi, attività e passività nonché dei valori di consolidamento delle partecipazioni estere (rischio traslativo). Come per i tassi di interesse, le variazioni dei tassi di cambio comportano variazioni del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*. Le *policy* di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari prevedono la stabilizzazione degli effetti delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio, con l'esclusione del rischio traslativo. Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia modificando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati sui mercati *over the counter* (OTC).

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni strutturali esistenti; la combinazione di questi fattori rende incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di combustibili ed energia. La variabilità dei prezzi può influenzare anche le politiche e le strategie industriali e commerciali del Gruppo.

Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine sono definite e pianificate, in conformità con le *policy* di Gruppo e i limiti definiti dalla *risk governance*, sia strategie quali l'approvvigionamento anticipato, sia operazioni di copertura tramite derivati. Sono inoltre realizzate attività di *pro-*

prietary trading, finalizzate al monitoraggio dei mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo.

Le strategie di copertura del rischio di prezzo derivante da negoziazioni in *commodity* possono essere eseguite dalla società del Gruppo attraverso strumenti finanziari che eliminano il rischio mercato sterilizzando le componenti variabili del prezzo. Per rendere più efficiente il processo, Enel ha scelto di accentrare le attività di copertura del rischio prezzo *commodity* attraverso strumenti finanziari in una specifica struttura organizzativa che opera in prevalenza tramite contratti per differenza e *swap*, e si rivolge al mercato dei derivati per coprire il saldo netto delle esposizioni.

Nel corso del 2013 è entrato in vigore il regolamento EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*) n. 648/2012 del Parlamento Europeo volto a disciplinare il mercato dei derivati OTC con la finalità di contenere entro limiti sostenibili il rischio sistemico e di controparte tipico del mercato, aumentare la trasparenza associata alle relative negoziazioni nonché ridurre la possibilità di abusi di mercato.

A tal fine, il quadro normativo EMIR introduce un modello operativo per la gestione dell'intero ciclo di vita dei derivati OTC che coinvolge sia le controparti finanziarie sia quelle non finanziarie e che prevede, tra le principali novità, la standardizzazione dei contratti, gli obblighi di compensazione (*clearing*) mediante controparte centrale o bilaterale, nonché gli obblighi di *reporting* verso organismi autorizzati a livello europeo (*Trade Repositories*).

Nel corso del 2013 il Gruppo Enel, in qualità di controparte non finanziaria, ha intrapreso una pluralità di iniziative volte ad assicurare la *compliance* al quadro normativo EMIR.

In particolare, nell'ambito più specifico della governance di *risk management*, il Gruppo ha avviato l'attività di monitoraggio del portafoglio in derivati OTC con riferimento ai valori soglia definiti dal Regolatore per l'attivazione degli obblighi di *clearing*. Nel corso del 2013 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

In quanto segue si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2013 indicando per ciascuna classe di strumenti il *fair value* e il nozionale.

Il *fair value* di un contratto derivato è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in

base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea.

Per i contratti relativi a *commodity*, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi principi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) sia proprio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del *fair value* per la corrispondente misura del rischio controparte.

In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla *Potential Future Exposure* dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di *input* osservabili sul mercato.

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

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

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

In conformità con i principi contabili internazionali le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

- > derivati di *cash flow hedge* relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrica della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di *commodity* petrolifere;

- > derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > derivati di *trading* relativi alle attività di *proprietary trading* su *commodity* ovvero relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* per i quali non si ravvisi l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge*/*fair value hedge* o per i quali non siano soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenimento del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate option* e *swaption*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I contratti di *interest rate swap* prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un

medesimo capitale nozionale di riferimento.

I contratti di *interest rate option* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. "*strike*"), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. "*cap*") o il tasso minimo (c.d. "*floor*") al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. "*collar*"), che consentono di fissare contemporaneamente il tasso minimo e il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "*zero cost collar*").

I contratti di *interest rate option* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2013 e del 31 dicembre 2012, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2013	2012
<i>Interest rate swap</i>	8.803	8.294
<i>Interest rate option</i>	50	50
Totale	8.853	8.344

Nella tabella seguente 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 interesse suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

Milioni di euro	Nozionale		<i>Fair value</i>		<i>Fair value</i> attività		<i>Fair value</i> passività	
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Derivati di <i>cash flow hedge</i>								
<i>Interest rate swap</i>	6.878	6.433	(386)	(686)	40	5	(426)	(691)
Derivati di <i>fair value hedge</i>								
<i>Interest rate swap</i>	1.121	83	49	17	49	17		-
Derivati di <i>trading</i>								
<i>Interest rate swap</i>	804	1.778	(67)	(110)	2	4	(69)	(114)
<i>Interest rate option</i>	50	50	(4)	(7)	-		(4)	(7)
Totale <i>interest rate swap</i>	8.803	8.294	(404)	(779)	91	26	(495)	(805)
Totale <i>interest rate option</i>	50	50	(4)	(7)	-		(4)	(7)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	8.853	8.344	(408)	(786)	91	26	(499)	(812)

Infine, nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Flussi di cassa attesi da derivati su tasso di interesse

Milioni di euro		Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre
Derivati di <i>cash flow hedge</i> su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	40	(7)	(9)	(6)	(1)	4	72
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(426)	(173)	(104)	(57)	(40)	(28)	(117)
Derivati di <i>fair value hedge</i> su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	49	(3)	19	14	4	(2)	39
Derivati di <i>trading</i> su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	2	2	1	-	-	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(73)	(21)	(9)	(7)	(6)	(5)	(39)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile del Gruppo Enel esposto alla variabilità dei tassi di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Al 31 dicembre 2013 il 9% (17% al 31 dicembre 2012) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'indebitamento finanziario netto, al 31 dicembre 2013, risulta essere coperto più del 6% rispetto all'esposizione (coperto al 97% dell'esposizione al 31 dicembre 2012). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'indebitamento finanziario netto risulta essere coperto più del 6% rispetto all'esposizione (coperto al 99% dell'esposizione al 31 dicembre 2012).

Al 31 dicembre 2013, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 68,8 milioni di euro (79,4 milioni di euro al 31 dicembre 2012) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 68,8 milioni di euro (79,4 milioni di euro al 31 dicembre 2012) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*.

Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto ne-

gativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito lordo, pari a circa 35 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- > debito denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale, acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiaries*;
- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter* (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward*, *cross currency interest rate swap*, *currency option*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *cross currency interest rate swap* sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso fisso o variabile. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli *interest rate swap* in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divi-

se 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*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Le *currency option* prevedono l'acquisto (o la vendita) del diritto di scambiare, a una certa data futura, due flussi di capitale denominati in divise diverse a condizioni contrattuali predeterminate

(il tasso di cambio contrattuale rappresenta lo *strike* dell'opzione); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2013 e del 31 dicembre 2012, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2013	2012
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	14.263	13.892
Contratti <i>currency forward</i> a copertura del rischio cambio <i>commodity</i>	4.253	6.250
Contratti <i>currency forward</i> a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.906	1.348
Contratti <i>currency swap</i> a copertura delle <i>commercial paper</i>	246	232
Contratti <i>currency forward</i> a copertura delle linee di credito	201	201
Altri contratti <i>forward</i>	423	-
Totale	21.292	21.923

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.263 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (13.892 milioni di euro al 31 dicembre 2012);
- > contratti *currency forward* con un ammontare nozionale complessivo di 6.159 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile, alle importazioni di energia elettrica e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (7.598 milioni di euro al 31 dicembre 2012);
- > contratti *currency swap* con un ammontare nozionale complessivo di 246 milioni di euro volti alla copertura del

rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (232 milioni di euro al 31 dicembre 2012);

- > contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 201 milioni di euro finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso a linee di credito in valuta diversa dall'euro (201 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Nella tabella seguente 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 cambio suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value attività		Fair value passività	
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Derivati cash flow hedge:								
- <i>currency forward</i>	2.989	3.458	(91)	(83)	4	4	(95)	(87)
- CCIRS	14.258	13.631	(1.551)	(847)	435	927	(1.986)	(1.774)
Derivati fair value hedge:								
- CCIRS	5	261	(2)	18	-	23	(2)	(5)
Derivati di trading:								
- <i>currency forward</i>	4.040	4.573	12	35	46	74	(34)	(39)
Totale forward	7.029	8.031	(79)	(48)	50	78	(129)	(126)
Totale CCIRS	14.263	13.892	(1.553)	(829)	435	950	(1.988)	(1.779)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	21.292	21.923	(1.632)	(877)	485	1.028	(2.117)	(1.905)

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Flussi di cassa attesi da derivati su tassi di cambio

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre
Derivati di cash flow hedge su cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	439	164	70	52	48	32	275
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.081)	(346)	(71)	(186)	(32)	(47)	(313)
Derivati di fair value hedge su cambio							
Derivati passivi (fair value negativo)	(2)	(1)	(1)	-	-	-	-
Derivati di trading su cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	46	35	-	-	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(34)	(35)	-	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento di Gruppo, si rileva che il 31% (29% al 31 dicembre 2012) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto o nella valuta funzionale della società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si attesta all'1% (2% al 31 dicembre 2012), quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico del Gruppo nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Al 31 dicembre 2013, se il tasso di cambio dell'euro nei confronti delle divise estere si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.539 milioni di euro (1.689 milioni di euro al 31 dicembre 2012) a seguito del decremento del fair value dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro nei confronti delle divise estere si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1.881 milioni di euro (2.064 milioni di euro al 31 dicembre 2012) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Rischio prezzo commodity

Enel è esposta al rischio legato alla variazione del prezzo commodity derivante sia dall'attività di acquisto dei combustibili per le centrali elettriche e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato spot dell'energia elettrica).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrat-

tuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta dal Gruppo, Enel ricorre alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (per es., contratti per differenza, VPP ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo *strike*, e a favore di Enel nel caso contrario.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato *spot*, non coperte dai suddetti contratti, è valutata e gestita in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione. Le posizioni *spot* così determinate possono essere aggregate su fattori di rischio omogenei ed essere oggetto di operazioni di copertura sul mercato. Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche principalmente *forward*, *swap*, opzioni su *commodity*, *future*, contratti per differenza.

Enel è inoltre impegnata in un'attività di *proprietary trading* con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO₂ ed energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e *over the counter*, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

I processi di *commodity risk management* definiti nell'ambito del Gruppo sono finalizzati a monitorare costantemente l'andamento del rischio nel tempo e verificare che i livelli di rischio, osservati sulla base di specifiche dimensioni di analisi (per esempio geografica, organizzativa, per filiera produttiva ecc.) rispettino dei valori soglia coerenti con l'appetito al rischio stabilito dal Vertice aziendale. Le attività si svolgono

all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. Il monitoraggio delle posizioni avviene mensilmente, valutando il *Profit at Risk* nel caso di portafogli industriali e giornalmente calcolando il *Value at Risk* nel caso di portafogli di *trading*.

I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissa-

ti in termini di *Value at Risk* su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2013 è pari a circa 33 milioni di euro.

Nella tabella seguente vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value attività		Fair value passività	
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Derivati cash flow hedge:								
- derivati su energia	2.024	1.847	(19)	19	16	23	(35)	(4)
- derivati su carbone	1.250	1.507	(120)	(141)	-	-	(120)	(141)
- derivati su gas	1.413	585	(8)	(5)	-	-	(8)	(5)
- altri derivati su <i>commodity</i>	90	-	6	-	6	-	-	-
Derivati di trading:								
- derivati su energia	13.812	13.371	127	66	268	84	(141)	(18)
- swap su <i>commodity</i> petrolifere	5.426	3.380	(44)	(66)	1.621	1.346	(1.665)	(1.412)
- future/option su <i>commodity</i> petrolifere	3.357	4.661	30	5	173	80	(143)	(75)
- derivati su carbone	1.442	1.724	6	(3)	69	84	(63)	(87)
- derivati impliciti	659	126	(1)	(122)	-	-	(1)	(122)
Totale derivati su <i>commodity</i>	29.473	27.201	(23)	(247)	2.153	1.617	(2.176)	(1.864)

I derivati classificati di *cash flow hedge* si riferiscono a posizioni fisiche sottostanti e, quindi, a ogni variazione negativa (positiva) del *fair value* dello strumento derivato, corrisponde una variazione positiva (negativa) del *fair value* della *commodity* fisica sottostante, pertanto l'impatto a Conto economico è pari a zero. Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair va-*

lue dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2013 (al lordo delle relative imposte) che, a parità di altre condizioni, 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%	Scenario	+10%
al 31.12.2013			
Fair value derivati di <i>cash flow hedge</i> su energia	121	(19)	(159)
Fair value derivati di <i>cash flow hedge</i> su carbone	(204)	(120)	(27)
Fair value derivati di <i>cash flow hedge</i> su gas	(24)	(8)	7
Fair value derivati di <i>cash flow hedge</i> su altre <i>commodity</i>	3	6	5

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2013 (a lordo delle relative imposte) che, a parità di altre condizioni, 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%	Scenario	+10%
al 31.12.2013			
Fair value derivati di <i>trading</i> su energia	19	127	244
Fair value derivati di <i>trading</i> su <i>commodity</i> petrolifere	(39)	(14)	25
Fair value derivati di <i>trading</i> su carbone	(18)	6	21

I derivati impliciti sono relativi a contratti di vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. I fattori di rischio sottostanti al contratto sono costituiti dal prezzo dell'elettricità sul mercato slovacco, dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio euro (EUR)/dollaro statunitense (USD). Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2013 risulta negativo per 0,8 milioni di euro, composto da:

a. un derivato implicito sul tasso di cambio EUR/USD, il cui

fair value è nullo al 31 dicembre 2013;

b. un derivato sul prezzo dell'alluminio, il cui *fair value* al 31 dicembre 2013 è negativo per 1 milione di euro.

Nelle tabelle successive è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2013, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

Fair value derivato implicito (a)

Milioni di euro	Cambio EUR/USD
Decremento del 10%	-
Scenario al 31.12.2013	-
Incremento del 10%	-

Fair value derivato implicito (b)

Milioni di euro	Prezzo alluminio
Decremento del 10%	(14)
Scenario al 31.12.2013	(1)
Incremento del 10%	12

Nella tabella seguente sono evidenziati i flussi di cassa attesi negli esercizi successivi relativi a tutti i predetti strumenti finanziari derivati su *commodity*.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2013	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	22	10	8	2	2	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(163)	(156)	(6)	(1)	-	-	-
Derivati di trading							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	2.131	2.192	(20)	(51)	10	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(2.013)	2.096	37	53	(7)	-	-

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, di natura finanziaria e su *commodity* espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di *default*) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di *spread*).

Nell'ambito del processo delle operazioni di vendita e distribuzione di energia elettrica e gas ai clienti eligibili, la scelta delle controparti è monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di *default* della controparte.

Le posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati sono stipulate mediante la selezione di primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti e attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio. Inoltre, Enel ha sottoscritto con le principali istituzioni finanziarie con cui opera accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral*, in grado di mitigare significativamente l'esposizione al rischio di controparte.

Relativamente al rischio di credito derivante dalla solvibilità delle controparti in operazioni su *commodity*, il Gruppo utilizza un sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio e il governo del rischio. Nel 2013 il Comitato di Rischio Credito di Gruppo ha approvato, oltre a nuovo sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio e il governo del rischio, anche l'applicazione di limiti di portafoglio sia per le Divisioni/*Country* interessate sia a livello di Gruppo.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali

hanno riguardato soprattutto specifici segmenti del portafoglio commerciale. In particolare, nel 2011 è stato stipulato con due primari istituti bancari un accordo quadro di durata quinquennale per la cessione continuativa *pro soluto* del credito fatturato e del credito da fatturare riferito ai clienti appartenenti al mercato di maggior tutela in Italia.

Nel corso degli esercizi successivi, anche in considerazione dello scenario macroeconomico di riferimento, il ricorso a operazioni di cessione è stato ulteriormente esteso sia geograficamente sia attraverso l'allargamento anche a crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla commercializzazione, quali per esempio crediti derivanti da attività di generazione, da vendite di energia elettrica effettuate nell'ambito dell'attività di *energy management*, da vendite di certificati verdi o servizi di trasporto di energia elettrica.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Rischio di liquidità

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria accentrata, garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali; la Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la recente crisi dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2013 emissioni obbligazionarie per un controvalore complessivo di 3,6 miliardi di euro, finanziamenti bancari e altri finanziamenti per un controvalore complessivo di 1,8 miliardi di euro. Al 31 dicembre 2013, il Gruppo Enel aveva a disposizione com-

pletivamente circa 8 miliardi di euro di disponibilità di cassa o mezzi equivalenti, di cui 3,3 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 15,4 miliardi di euro, di cui 3,8 miliardi in capo a Endesa. I limiti totali delle *committed credit lines* ammontano a 16,8 miliardi di euro (utilizzate per 1,4 miliardi di euro), di cui 3,8 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 0,05 miliardi di euro); inoltre il Gruppo dispone di *uncommitted credit lines* per 0,9 miliardi di euro (utilizzate per 0,1 miliardi di euro), di cui 0,7 miliardi di euro in capo a Endesa (totalmente inutilizzati).

Infine, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un limite massimo complessivo di circa 9,3 miliardi di euro (utilizzati per 2,2 miliardi di euro), di cui 3,3 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 0,8 miliardi di euro).

6.1 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie non correnti - Euro 444 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati i relativi valori nozionali e i *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	1.236	25	35	5	30
- cambi	3.973	7.227	347	890	(543)
- commodity	137	34	12	7	5
Totale	5.346	7.286	394	902	(508)
Derivati di fair value hedge:					
tassi	1.045	83	45	17	28
- cambi	-	254	-	23	(23)
Totale	1.045	337	45	40	5
Derivati di trading:					
- tassi	30	45	2	4	(2)
- cambi	-	92	-	1	(1)
- commodity	58	40	3	6	(3)
Totale	88	177	5	11	(6)
TOTALE	6.479	7.800	444	953	(509)

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2013 pari a 5.346 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 394 milioni di euro.

I derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse sono variati essenzialmente per effetto di nuove operazioni di copertura di finanziamenti tramite *interest rate swap*, per circa 665 milioni di euro in termini di nozionale e di 17 milioni di euro in termini di *fair value*.

L'incremento generalizzato dei tassi di interesse ha comportato una riclassificazione da "Passività finanziarie non correnti" ad "Attività finanziarie non correnti", per 464 milioni di euro in termini di nominale e 11 milioni di euro in termini di *fair value*.

I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del tasso di cambio delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap*.

L'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise ha determinato in questi derivati un decremento del *fair value*. Tale effetto ha determinato per alcuni derivati una riclassificazione, pari a 1.848 milioni di euro in termini di nozionale, tra le "Passività finanziarie non correnti" di una quota parte di operazioni che al 31 dicembre 2012 erano incluse tra le "Attività finanziarie non correnti". Circa 91 milioni di euro di nozionale

sono infine passati da "Attività finanziarie non correnti" ad "Attività finanziarie correnti", essendo in scadenza per il 2014.

I derivati di *fair value hedge* sono variati essenzialmente per effetto di nuove operazioni di copertura, tramite *interest rate swap*, dell'emissione da parte di Enel SpA del prestito obbligazionario "ibrido" per un valore nozionale di 800 milioni di euro. Le variazioni dei derivati di *fair value hedge* su cambi sono essenzialmente riconducibili alle operazioni in *cross currency interest rate swap* per i quali si è assistito a una riclassificazione da "Attività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie non correnti" per 119 milioni di euro in termini di nozionale e 14 milioni di euro in termini di *fair value* e a una riclassifica da "Attività finanziarie non correnti" ad "Attività finanziarie correnti" per 80 milioni di euro in termini di nozionale.

I derivati su *commodity* di *cash flow hedge* sono relativi a contratti derivati su energia per un *fair value* di 10 milioni di euro e a operazioni su CO₂ per un *fair value* di 2 milioni di euro. I derivati di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni su energia stipulate da Endesa (*fair value* pari a 3 milioni di euro).

Si segnala che le attività finanziarie non correnti relative ai derivati sono soggette, per un valore contabile di 385 milioni di euro, ad accordi quadro di compensazione esecutivi (c.d. "ma-

ster netting agreement”) o ad accordi simili per i quali non sussistono i requisiti di compensabilità sulla base dell’attuale versione dello IAS 32.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value* dei derivati attivi non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull’informativa dell’IFRS 13.

6.2 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie correnti - Euro 2.285 milioni

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2012	al 31.12.2012	2013-2012
Derivati di <i>cash flow hedge</i> :					
tassi	22	-	5	-	5
- cambi	1.506	1.139	92	41	51
- <i>commodity</i>	149	1.693	10	16	(6)
Totale	1.677	2.832	107	57	50
Derivati di <i>fair value hedge</i> :					
- tassi	76	-	4	-	4
Totale	76	-	4	-	4
Derivati di <i>trading</i> :					
- cambi	1.807	2.298	46	73	(27)
- <i>commodity</i>	13.990	16.395	2.128	1.588	540
Totale	15.797	18.693	2.174	1.661	513
TOTALE	17.550	21.525	2.285	1.718	567

I derivati su tasso di cambio di *cash flow hedge* sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del tasso di cambio delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap*.

Per questi derivati si è assistito a una riclassifica, pari a 1.234 milioni di euro di nozionale e di 79 milioni di euro di *fair value*, da “Attività finanziarie non correnti” ad “Attività finanziarie correnti”, essendo in scadenza per il 2014.

Sono inoltre scadute operazioni per 758 milioni di euro di nozionale e 38 milioni di *fair value* a gennaio 2013.

I derivati su tasso di cambio di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity* energetiche.

Il decremento del loro valore nozionale e del relativo *fair value* è principalmente connesso alla normale operatività.

I derivati su *commodity* sono relativi a derivati su energia per un *fair value* di 6 milioni di euro e a operazioni su CO₂ per un *fair value* di 4 milioni di euro, entrambi classificati di *cash flow hedge*. I derivati di *trading* si riferiscono a derivati

su energia per 265 milioni di euro, nonché a operazioni di copertura relative a combustibili e altre *commodity* classificate di *trading* per un *fair value* di 1.863 milioni di euro.

Si segnala che le attività finanziarie correnti relative ai derivati di *trading* su *commodity* sono state compensate, per un ammontare di 406 milioni di euro, dall’ammontare di derivati inclusi nelle passività finanziarie correnti, poiché i requisiti contrattuali e legali consentivano tale compensazione.

Inoltre, tali attività finanziarie correnti relative ai derivati sono soggette, per un valore contabile di 1.777 milioni di euro, ad accordi quadro di compensazione esecutivi (c.d. “*master netting agreement*”) o ad accordi simili per i quali non sussistono i requisiti di compensabilità sulla base dell’attuale versione dello IAS 32.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value* dei derivati attivi correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull’informativa dell’IFRS 13.

6.3 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie non correnti - Euro 2.257 milioni

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*, *fair value hedge* e di *trading*.

Milioni di euro	Nozionale			Fair value		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Derivati di <i>cash flow hedge</i>:						
- tassi	4.275	6.405	(2.130)	402	691	(289)
- cambi	8.825	5.955	2.870	1.821	1.777	44
- <i>commodity</i>	391	282	109	7	16	(9)
Totale	13.491	12.642	849	2.230	2.484	(254)
Derivati di <i>fair value hedge</i>:						
- cambi	5	7	(2)	2	5	(3)
Totale	5	7	(2)	2	5	(3)
Derivati di <i>trading</i>:						
- tassi	216	763	(547)	22	62	(40)
- cambi	14	30	(16)	-	1	(1)
- <i>commodity</i>	66	46	20	3	1	2
Totale	296	839	(543)	25	64	(39)
TOTALE	13.792	13.488	304	2.257	2.553	(296)

I contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, al 31 dicembre 2013, presentano un valore nozionale complessivo pari a 13.792 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.257 milioni di euro, ed evidenziano, confrontati ai valori del 31 dicembre 2012, una variazione rispettivamente pari a 304 milioni di euro e 296 milioni di euro.

Il miglioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* sui tassi d'interesse è dovuto principalmente al generale aumento della curva dei tassi di interesse verificatosi nel corso dell'anno.

Si segnala inoltre una riclassificazione, pari a 500 milioni di euro di nozionale e di 30 milioni di euro di *fair value*, da "Passività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie correnti", in scadenza a giugno 2014.

I derivati di *cash flow hedge* su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante *cross currency interest rate swap*) delle emissioni obbligazionarie in valuta. Il *fair value* risente delle variazioni dell'euro nei confronti delle valute coperte. L'incremento del valore nozionale è principalmente connesso alla riclassificazione da "Attività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie non correnti", nonché a nuovi CCIRS stipulati da Enel SpA a copertura

delle *tranche* emesse in GBP e USD del prestito obbligazionario "ibrido" per un ammontare complessivo di 1.389 milioni di euro.

I derivati su *commodity* di *cash flow hedge* si riferiscono a coperture su gas ed energia per un *fair value* di 7 milioni di euro.

I derivati su *commodity* di *trading* includono invece contratti derivati su energia stipulati da Endesa per un *fair value* di 3 milioni di euro.

Si segnala che le passività finanziarie non correnti relative ai derivati sono soggette, per un valore contabile di 2.030 milioni di euro, ad accordi quadro di compensazione esecutivi (c.d. "*master netting agreement*") o ad accordi similari per i quali non sussistono i requisiti di compensabilità sulla base dell'attuale versione dello IAS 32.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value* dei derivati passivi non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull'informativa dell'IFRS 13.

6.4 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie correnti - Euro 2.535 milioni

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Derivati di <i>cash flow hedge</i> :					
- tassi	1.345	3	24	-	24
- cambi	2.943	2.768	260	84	176
- <i>commodity</i>	4.100	1.930	156	134	22
Totale	8.388	4.701	440	218	222
Derivati di <i>trading</i> :					
- tassi	608	1.020	51	59	(8)
- cambi	2.219	2.153	34	38	(4)
- <i>commodity</i>	10.582	6.781	2.010	1.713	297
Totale	13.409	9.954	2.095	1.810	285
TOTALE	21.797	14.655	2.535	2.028	507

Il significativo aumento del valore nozionale dei derivati su tassi d'interesse è dovuto integralmente alla riclassifica di alcuni derivati da "Passività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie correnti".

Il peggioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su cambi, relativi principalmente a transazioni in *cross currency interest rate swap* di Enersis, è essenzialmente connesso alla riclassifica di tale operatività da "Passività finanziaria non corrente" a "Passività finanziaria corrente".

I derivati su *commodity di cash flow hedge* sono relativi a derivati su energia per un *fair value* di 2 milioni di euro, a "Contratti per Differenza" (CFD) per 32 milioni di euro e a coperture su gas, carbone e noli per 122 milioni di euro; quelli di *trading* includono contratti derivati relativi a combustibili e altre *commodity* per un *fair value* di 1.871 milioni di euro, operazioni di *trading* su energia che presentano un *fair value* di 138 milioni di euro e derivati impliciti relativi a contratti di

vendita di energia in Slovacchia per un *fair value* di 1 milione di euro.

Si segnala che le passività finanziarie correnti relative ai derivati di *trading* su *commodity* sono state compensate, per un ammontare di 406 milioni di euro, dall'ammontare di derivati inclusi nelle attività finanziarie correnti, poiché i requisiti contrattuali e legali consentivano tale compensazione.

Inoltre, si segnala che le stesse passività finanziarie correnti relative ai derivati sono soggette, per un valore contabile di 1.904 milioni di euro, ad accordi quadro di compensazione esecutivi (c.d. "*master netting agreement*") o ad accordi simili per i quali non sussistono i requisiti di compensabilità sulla base dell'attuale versione dello IAS 32.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value* dei derivati passivi correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull'informativa dell'IFRS 13.

Informativa sul *fair value* di attività e passività

Nel presente Bilancio consolidato alcune voci sono valutate al *fair value*, rappresentativo del prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data

di valutazione. A seguito delle modifiche introdotte dal principio contabile IFRS 13, in vigore dal presente esercizio, sono stati introdotti specifici requisiti di informativa relativamente alle voci valutate con tale criterio. Le seguenti tabelle sintetizzano le singole componenti dello Stato patrimoniale consolidato valutate al *fair value*, con il dettaglio della gerarchia di *fair value* (così come definita dai principi contabili internazionali) a cui appartengono.

7.1 Attività

Nella tabella che segue è riportato il valore delle attività misurate al *fair value*, suddivise per livello di classificazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		al			
		31.12.2013			
Investimenti immobiliari ⁽¹⁾		216	-	-	216
Partecipazioni in altre imprese	20	183	174	3	6
Accordi per servizi in concessione	20	618	-	618	-
Titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	27	128	128	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al <i>fair value</i> con imputazione a Conto economico (<i>fair value through profit or loss</i>)	27	24	24	-	-
Derivati di <i>cash flow hedge</i> (corrente e non corrente):	6				
- tassi		40	-	40	-
- cambi		439	-	439	-
- <i>commodity</i>		22	1	21	-
Derivati di <i>fair value hedge</i> (corrente e non corrente):	6				
- tassi		49	-	49	-
Derivati di <i>trading</i> (corrente e non corrente):	6				
- tassi		2	-	2	-
- cambi		46	-	46	-
- <i>commodity</i>		2.131	617	1.514	-
Rimanenze valutate al <i>fair value</i>	22	498	420	-	78
Attività possedute per la vendita	28	198	-	3	195
Titoli disponibili per la vendita	27	17	14	-	3

(1) Attività non misurate al *fair value*.

Investimenti immobiliari

Il valore degli investimenti immobiliari presentato in tabella e valutato come *fair value* di livello 3 è stato calcolato con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità del caso in questione. Il *fair value* ha evidenziato un incremento di 9 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Partecipazioni in altre imprese

Il *fair value* delle partecipazioni in imprese quotate è stato determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate il *fair value* è stato determinato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti. Non ci sono state variazioni nei *fair value* di livello 3 rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro

Saldo al 01.01.2013	4
Utile/(Perdita) a Conto economico	(4)
Sottoscrizioni	-
Saldo al 31.12.2013	-

I titoli classificati di livello 3 si riferivano a *promissory notes* stipulate nel corso del 2012.

Strumenti finanziari derivati

Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo. Il saldo della voce di livello 1 fa riferimento sostanzialmente a posizioni future su CO₂, su Brent quotate presso l'Intercontinental Exchange (ICE) e su gas quotate presso i principali mercati *spot* del gas naturale (NBP, TTF, NCG, PEG ecc.).

Rimanenze valutate al *fair value*

Il valore delle rimanenze presentato in tabella e valutato

Accordi per servizi in concessione

Gli accordi per servizi in concessione sono relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Ampla e Coelce e sono valutati applicando l'IFRIC 12. Il *fair value* è stato stimato come valore netto del *replacement cost* basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice del generale di prezzi del mercato brasiliano.

Titoli detenuti sino a scadenza (*held to maturity*)

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono costituiti da obbligazioni.

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione dei titoli di livello 3.

come *fair value* di livello 3 è stato calcolato con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità del caso in questione.

Attività possedute per la vendita/Passività possedute per la vendita

Le attività e le passività possedute per la vendita si riferiscono principalmente alla società Marcinelle Energie e il relativo *fair value* è stimato come presumibile valore di realizzo.

Titoli disponibili per la vendita

Non ci sono state variazioni nei *fair value* di livello 3 rispetto all'anno precedente.

7.2 Passività

Nella tabella che segue è riportato il valore delle passività misurate al *fair value*, suddivise per livello di classificazione.

Milioni di euro	Note	<i>Fair value</i>	Livello 1	Livello 2	Livello 3
al 31.12.2013					
Derivati di <i>cash flow hedge</i> (corrente e non corrente):	6				
- tassi		426	-	426	-
- cambi		2.081	-	20.081	-
- <i>commodity</i>		163	102	61	-
Derivati di <i>fair value hedge</i> (corrente e non corrente):	6				
- cambi		2	-	2	-
Derivati di <i>trading</i> (corrente e non corrente):	6				
- tassi		73	-	73	-
- cambi		34	-	34	-
- <i>commodity</i>		2.013	1.070	942	1
Debiti per acquisto partecipazioni	36	37	-	-	37
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	36	801	-	-	801
Obbligazioni: ⁽¹⁾	27				
- a tasso fisso		39.517	31.662	7.856	-
- a tasso variabile		8.131	4.365	3.766	-
Finanziamenti bancari: ⁽¹⁾	27				
- a tasso fisso		976	-	976	-
- a tasso variabile		9.026	-	9.026	-
Debiti verso altri finanziatori: ⁽¹⁾	27				
- a tasso fisso		1.153	-	1.153	-
- a tasso variabile		605	-	605	-
Debiti verso banche a breve termine ⁽¹⁾	27	150	-	150	-
<i>Commercial paper</i> ⁽¹⁾	27	2.202	-	2.202	-
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	27	119	-	119	-
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	27	58	-	58	-
Passività possedute per la vendita	28	8	-	-	8

(1) Passività non misurate al *fair value*.

Derivati di *trading*

Il saldo contabile della voce di livello 3 è relativo al derivato implicito (identificato come derivato implicito nella Nota 6 del presente Bilancio consolidato) sul prezzo del gas contenuto in un contratto di acquisto di energia stipulato da Slovenské elektrárne in Slovacchia.

In particolare, si evidenzia come la valutazione di tale contratto sia realizzata in due parti.

Nella prima parte si determina il valore di mercato dell'ener-

gia acquistata, mentre nella seconda parte, tramite una simulazione con il metodo Monte Carlo, si determina il valore del contratto. Il *fair value* del contratto è uguale alla differenza tra la media dei valori ottenuti dalla simulazione e il valore di mercato dell'energia acquistata.

Con riferimento a esso si fornisce di seguito il dettaglio della movimentazione dell'esercizio 2013.

Milioni di euro	Derivati impliciti di Slovenské elektrárne
Saldo di apertura al 01.01.2013	48
(Utili)/Perdite a Conto economico	(47)
Saldo di chiusura al 31.12.2013	1

L'utile a Conto economico si riferisce alla chiusura, da parte di Slovenské elektrárne, del derivato implicito sul prezzo del gas (per 48 milioni di euro) e alla nascita di un nuovo derivato implicito riferito al prezzo dell'alluminio stipulato sempre dalla stessa società nel mese di dicembre 2013.

Finanziamenti a medio e lungo termine

In presenza di transazioni direttamente osservabili e quotate sul mercato, la determinazione del *fair value* è fissata utilizzando le quotazioni ufficiali (*market approach*), mentre in assenza di tali condizioni si è fatto ricorso a tecniche di valutazione appropriate per ciascuna categoria di strumento finanziario (*income e cost approach*).

Debiti per acquisto partecipazioni

La passività è relativa a al debito per acquisto di alcune socie-

tà in Nord America, il cui *fair value* è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie

La passività è relativa, per 778 milioni di euro, al debito associato alle opzioni su Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, ed è determinata in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti, e per 23 milioni di euro al debito associato alle opzioni su Renovables de Guatemala e Maicor Wind, il cui relativo *fair value* è stato determinato attraverso il *binominal optional pricing model* (BOPM) e il *discounted cash flow model* (DCF). Non ci sono state variazioni nei *fair value* di livello 3 rispetto all'anno precedente.

8

Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utiliz-

zato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione presente nella Relazione sulla gestione.

Risultati per area di attività del 2013 e del 2012

Risultati per area di attività del 2013 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.699	18.878	3.669	30.825	7.103	2.337	1.024	80.535
Ricavi intersettoriali	222	4.041	4.029	110	634	490	(9.526)	-
Totale ricavi	16.921	22.919	7.698	30.935	7.737	2.827	(8.502)	80.535
Totale costi	15.973	21.578	3.690	24.041	6.328	1.060	(9.524)	63.146
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
Ammortamenti	101	516	977	2.700	486	526	103	5.409
Perdite di valore/ Ripristini	403	106	3	210	834	91	11	1.658
Risultato operativo	362	554	3.028	3.836	85	1.171	908	9.944
Investimenti	99	318	1.046	2.181	924	1.307 ⁽²⁾	84	5.959

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2012 restated ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.170	18.869	3.820	33.708	8.015	2.264	103	84.949
Ricavi intersettoriali	181	6.375	4.297	461	688	432	(12.434)	-
Totale ricavi	18.351	25.244	8.117	34.169	8.703	2.696	(12.331)	84.949
Totale costi	17.759	24.284	4.494	26.778	7.110	1.049	(12.296)	69.178
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	17	131	-	(161)	57	(6)	-	38
Ammortamenti	87	626	925	2.892	453	487	126	5.596
Perdite di valore/ Ripristini	419	(40)	69	2.663	219	73	4	3.407
Risultato operativo	103	505	2.629	1.675	978	1.081	(165)	6.806
Investimenti	97	403	1.497	2.497 ⁽³⁾	1.161	1.257	163 ⁽⁴⁾	7.075

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del trattamento contabile dei "Benefici ai dipendenti – IAS 19/R", nonché della *policy* contabile utilizzata per i certificati ambientali.

(3) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2013

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	39	9.615	15.096	35.936	9.847	10.224	504	81.261
Attività immateriali	775	651	117	27.264	1.928	2.212	282	33.229
Crediti commerciali	4.015	3.068	1.706	3.615	595	371	(1.830)	11.540
Altro	250	2.506	1.240	2.009	471	408	(204)	6.680
Attività operative	5.079	15.840 ⁽¹⁾	18.159	68.824	12.841 ⁽²⁾	13.215 ⁽⁴⁾	(1.248)	132.710
Debiti commerciali	3.070	3.570	2.488	4.226	832	762	(1.937)	13.011
Fondi diversi	234	1.218	2.536	4.131	2.744	180	700	11.743
Altro	1.959	729	2.994	4.371	1.123	496	(1.546)	10.126
Passività operative	5.263	5.517	8.018	12.728	4.699 ⁽³⁾	1.438 ⁽⁵⁾	(2.783)	34.880

(1) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 194 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2012 *restated*⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	34	9.833	15.212	38.481	10.085	9.124	559	83.328
Attività immateriali	780	687	125	29.037	2.840	2.229	299	35.997
Crediti commerciali	4.198	3.564	2.149	3.746	773	571	(3.282)	11.719
Altro	261	2.164	722	2.524	463	231	(165)	6.200
Attività operative	5.273	16.248	18.208	73.788	14.161⁽²⁾	12.155	(2.589)	137.244
Debiti commerciali	3.874	3.765	2.669	5.154	1.058	1.072	(3.688)	13.904
Fondi diversi	306	1.363	2.585	5.023	2.972	192	749	13.190
Altro	1.886	533	2.943	3.154	1.230	479	(88)	10.137
Passività operative	6.066	5.661	8.197	13.331	5.260⁽³⁾	1.743	(3.027)	37.231

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del trattamento contabile dei "Benefici ai dipendenti – IAS 19/R", nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione della *pipeline* Kafireas, Stipa Nayaá ed Eólica Zopiloapan. Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 4.

(2) Di cui 217 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>
Totale attività	164.148	172.097
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	647	1.115
Attività finanziarie non correnti	6.401	5.518
Crediti tributari a lungo inclusi in Altre attività non correnti	494	401
Attività finanziarie correnti	7.877	9.381
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.030	9.891
Attività per imposte anticipate	6.239	6.816
Crediti tributari	1.735	1.631
Attività finanziarie e fiscali di Attività possedute per la vendita	15	100
Attività di settore	132.710	137.244
Totale passività	111.309	120.010
Finanziamenti a lungo termine	51.113	55.959
Passività finanziarie non correnti	2.257	2.553
Finanziamenti a breve termine	2.529	3.970
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.690	4.057
Passività finanziarie correnti	3.640	3.138
Passività di imposte differite	10.905	11.786
Debiti per imposte sul reddito	308	364
Debiti tributari diversi	976	945
Passività finanziarie e fiscali di Passività possedute per la vendita	11	7
Passività di settore	34.880	37.231

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

9.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 77.258 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ricavi da vendita e trasporto energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	67.285	71.322	(4.037)	-5,7%
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	4.451	4.402	49	1,1%
Ricavi da vendita di combustibili	2.635	1.931	704	36,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	998	1.413	(415)	-29,4%
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	6	21	(15)	-71,4%
Altre vendite e prestazioni	1.883	3.342	(1.459)	-43,7%
Totale	77.258	82.431	(5.173)	-6,3%

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati" si attestano a 67.285 milioni di euro (71.322 milioni di euro nel 2012) e includono, tra gli altri, i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 33.135 milioni di euro (36.756 milioni di euro nel 2012), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 17.525 milioni di euro (16.974 milioni di euro nel 2012), i ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 4.520 milioni di euro (5.763 milioni di euro nel 2012), nonché i ricavi da trasporto di energia elettrica per 9.611 milioni di euro (9.031 milioni di euro nel 2012).

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel 2013 a 4.451 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.377

milioni di euro (2.473 milioni di euro nel 2012) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 2.074 milioni di euro (1.929 milioni di euro nel 2012).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 2.635 milioni di euro, includono nel 2013 vendite di gas naturale per 2.161 milioni di euro (1.460 milioni di euro nel 2012), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 474 milioni di euro (471 milioni di euro nel 2012).

Le "Altre vendite e prestazioni" si riducono principalmente per effetto della riduzione delle attività di intermediazione su diritti di emissione CO₂ e altri certificati ambientali per 1.287 milioni di euro.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>
Italia	32.556	32.427
Europa - UE	31.070	35.034
Europa - extra UE	3.305	3.390
America	9.720	11.006
Altre	607	574
Totale	77.258	82.431

9.b Altri ricavi e proventi - *Euro 3.277 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Contributi a preventivo e altri contributi	73	99	(26)	-26,3%
Contributi per certificati ambientali	848	553	295	53,3%
Rimborsi vari	183	195	(12)	-6,2%
Plusvalenze da cessione attività	944	6	938	-
Proventi da rimisurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	21	16	5	31,2%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	38	43	(5)	-11,6%
Premio per continuità del servizio	96	99	(3)	-3,0%
Provento per rimborso oneri per soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE)	-	615	(615)	-100,0%
Altri ricavi	1.074	892	182	20,4%
Totale	3.277	2.518	759	30,1%

I "Contributi a preventivo e altri contributi" sono relativi a proventi realizzati su allacciamenti a preventivo della rete di energia elettrica e gas mentre i "Contributi per certificati ambientali" si riferiscono alle incentivazioni riconosciute agli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili o per attività di efficienza energetica.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 76 milioni di euro (136 milioni di euro nel 2012) e a risarcimenti assicurativi per 107 milioni di euro (59 milioni di euro nel 2012).

Le "Plusvalenze da cessione attività", pari a 944 milioni di euro nel 2013, si riferiscono principalmente ai proventi derivanti dalla cessione di Artic Russia (e indirettamente della quota da questa detenuta in SeverEnergia) per 964 milioni di euro e del 51% di Buffalo Dunes Wind Project (20 milioni di euro). Tale effetto è stato parzialmente compensato dallo storno della plusvalenza registrata nel 2009 a causa dalla revoca dell'accordo con Acciona per la vendita della società

La Cinqueta (43 milioni di euro).

I "Proventi da rimisurazione al *fair value* a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 21 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente alla rimisurazione al *fair value* delle attività nette di Buffalo Dunes Wind Project per la quota residua di pertinenza del Gruppo (pari al 49% della società), a seguito della cessione che ne ha determinato la perdita del controllo. Il "Provento per rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE)", rilevato nel 2012, si riferiva al riconoscimento, previsto da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana (AEEG) attraverso la delibera n. 157/12, del diritto di rimborso degli oneri sostenuti dal Gruppo per la soppressione del FPE.

L'incremento della voce "Altri ricavi" è principalmente relativo al riconoscimento di un contributo governativo, pari a 381 milioni di euro, concesso alla società di distribuzione argentina Edesur con la *Resolución* n. 250/13 e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos*.

Costi

10.a Materie prime e materiali di consumo - *Euro 41.612 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Energia elettrica	28.297	30.080	(1.783)	-5,9%
Combustibili e gas	11.738	13.379	(1.641)	-12,3%
Materiali	1.577	3.123	(1.546)	-49,5%
Totale	41.612	46.582	(4.970)	-10,7%
- di cui costi per materiali capitalizzati	(737)	(989)	252	-25,5%

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 5.135 milioni di euro (5.992 milioni di euro nel 2012) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 4.451 milioni di euro (3.290 milioni di euro nel 2012). Il decremento di tale voce è relativo principalmente ai minori costi per acquisti di energia elettrica effettuati mediante contratti bilaterali e sui mercati nazionali ed esteri, connessi essenzialmente al decremento della domanda. Tali effetti sono stati in parte compensati dai mag-

giori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica.

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 6.142 milioni di euro (6.630 milioni di euro nel 2012) e agli acquisti di altri combustibili per 5.596 milioni di euro (6.642 milioni di euro nel 2012).

Gli acquisti di "Materiali" diminuiscono principalmente per effetto del minor approvvigionamento di diritti di emissione CO₂ e altri certificati ambientali, prevalentemente destinati alla rivendita.

10.b Servizi - *Euro 15.551 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Vettoriamenti passivi	9.601	9.819	(218)	-2,2%
Manutenzioni e riparazioni	1.338	1.377	(39)	-2,8%
Telefoniche e postali	253	276	(23)	-8,3%
Servizi di comunicazione	119	130	(11)	-8,5%
Servizi informatici	264	254	10	3,9%
Godimento beni di terzi	619	569	50	8,8%
Altri servizi	3.357	3.355	2	0,1%
Totale	15.551	15.780	(229)	-1,5%

I costi per servizi, pari a 15.551 milioni di euro nel 2013, registrano un decremento rispetto all'esercizio 2012 sostanzialmente a seguito dei minori vettoriamenti passivi connessi al

decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera.

10.c Costo del personale - Euro 4.596 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Salari e stipendi	3.406	3.511	(105)	-3,0%
Oneri sociali	917	896	21	2,3%
Trattamento di fine rapporto	117	119	(2)	-1,7%
Altri costi	156	1.263	(1.107)	-87,6%
Totale	4.596	5.789	(1.193)	-20,6%
- di cui capitalizzati	(714)	(759)	45	-5,9%

Il costo del personale dell'esercizio 2013, pari a 4.596 milioni di euro, registra un decremento di 1.193 milioni di euro.

L'organico del Gruppo diminuisce di 2.308 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-2.336 risorse), solo parzialmente compensato dall'incremento imputabile alla variazione di perimetro connessa sostanzialmente all'acquisizione di PowerCrop (28 risorse). Al 31 dicembre 2013 il numero delle risorse associato al perimetro delle attività possedute per la vendita e relativo alla società belga Marcinelle Energie è di 37 unità.

La riduzione degli "Altri costi" del personale risente dell'effetto netto derivante dalla cancellazione del piano di accompagnamento graduale alla pensione introdotto, per taluni dipendenti in Italia, alla fine del 2012 e che aveva determinato nel periodo di confronto la rilevazione di oneri per complessivi 970 milioni di euro. Nel 2013, infatti, la

cessazione del suddetto piano di accompagnamento ha generato effetti positivi nel Conto economico per complessivi 1.028 milioni di euro (pari al rilascio dell'accantonamento iniziale di 970 milioni di euro più i *current service costs* e gli *interest costs* maturati nel periodo per 58 milioni di euro) che hanno pienamente compensato gli oneri connessi all'applicazione degli accordi sindacali aziendali finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") per 898 milioni di euro.

Per maggiori dettagli sui piani di benefici ai dipendenti, si rinvia alla successiva Nota 30.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2013.

	2013	Consistenza media ⁽¹⁾ 2012	2013-2012	Consistenza ⁽¹⁾ al 31.12.2013 ⁽²⁾
Manager	1.374	1.375	(1)	1.374
Middle manager	14.552	14.232	320	14.630
White collar	39.833	40.610	(777)	38.818
Blue collar	17.224	18.393	(1.169)	16.572
Totale	72.983	74.610	(1.627)	71.394

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

(2) Include 37 unità riferite al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

10.d Ammortamenti e perdite di valore - Euro 7.067 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ammortamenti delle attività materiali	4.583	4.708	(125)	-2,7%
Ammortamenti delle attività immateriali	826	888	(62)	-7,0%
Perdite di valore	1.658	3.407	(1.749)	-51,3%
Totale	7.067	9.003	(1.936)	-21,5%

Gli ammortamenti registrano nel 2013 un decremento di 187 milioni di euro (complessivamente tra attività materiali e immateriali) sostanzialmente riferibili alla fine della vita utile di alcuni impianti di produzione nonché alla rivisitazione della vita utile sia degli impianti nucleari in Slovacchia sia di alcuni impianti termoelettrici e dei beni ex gratuitamente devolvibili a seguito della legge 134 del 7 agosto 2012; per questi ultimi, nel 2013, il provvedimento dispiega i propri effetti lungo l'intero arco temporale annuale laddove nel 2012 esso aveva generato impatti solo a partire dal mese di agosto.

La voce "Perdite di valore" include principalmente la svalutazione dei crediti commerciali per 656 milioni di euro (588 milioni di euro nel 2012), l'*impairment* effettuato sul *goodwill* di Enel OGC-5 per 744 milioni di euro (112 milioni di euro nel 2012), la

perdita di valore rilevata sulle attività possedute per la vendita di Marcinelle Energie (14 milioni di euro) a seguito dell'evoluzione delle negoziazioni con gli acquirenti potenzialmente interessati all'acquisto e del conseguente adeguamento delle stesse al loro presumibile valore di realizzo (sulla stessa società era stata rilevata un'analoga perdita di valore nell'esercizio 2012 per 145 milioni di euro), nonché le perdite di valore rilevate sulle attività materiali e immateriali per complessivi 242 milioni di euro (95 milioni di euro nel 2012) relative essenzialmente ad alcuni impianti di generazione e stoccaggio combustibili in Italia, di produzione di pannelli fotovoltaici in Italia e di generazione da fonte geotermica in Nicaragua. Nel precedente esercizio la voce includeva, inoltre, l'*impairment* effettuato sul *goodwill* riferito alle *cash generating unit* Endesa-Penisola iberica per 2.392 milioni di euro ed Endesa Ireland per 67 milioni di euro.

10.e Altri costi operativi - Euro 2.837 milioni

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	85	468	(383)	-81,8%
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	335	47	288	-
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	295	366	(71)	-19,4%
Oneri per acquisto di certificati verdi	270	95	175	-
Imposte e tasse	1.468	1.225	243	19,8%
Altri	384	573	(189)	-33,0%
Totale	2.837	2.774	63	2,3%

Gli altri costi operativi, pari a 2.837 milioni di euro, registrano un incremento di 63 milioni di euro principalmente per effetto di maggiori costi di acquisto di certificati verdi per 175 milioni di euro e dei maggiori oneri per il rispetto dei vincoli ambientali per 288 milioni di euro. A tali fattori si aggiunge l'incremento delle imposte e tasse del periodo per 243 milioni di euro sostanzialmente correlate alle imposte sulle emissioni inquinanti introdotte in Spagna dalla Legge n. 15/2012, il cui

effetto è solo parzialmente compensato dalla riduzione delle imposte a carico degli operatori del mercato elettrico stabilita dal regolatore brasiliano con la *Medida Provisória* n. 579/2012 e il successivo Decreto n. 7891/2013. Tali aumenti sono stati ulteriormente e in parte compensati da una riduzione degli accantonamenti per rischi e oneri effettuati nell'anno e da una revisione al ribasso di stime relative ad accantonamenti effettuati negli esercizi precedenti per 383 milioni di euro.

10.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.450) milioni*

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 714 milioni di euro a costi del personale e per 736 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 759 milioni di euro e 988 milioni di euro nell'esercizio 2012).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

11. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - *Euro (378) milioni*

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 264 milioni di euro a oneri netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e per 114 milioni di euro da oneri netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012	
Proventi				
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	1.815	1.368	447	32,7%
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	739	220	519	-
Totale proventi	2.554	1.588	966	60,8%
Oneri				
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(1.929)	(1.549)	(380)	24,5%
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(1.003)	(1)	(1.002)	-
Totale oneri	(2.932)	(1.550)	(1.382)	89,2%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	(378)	38	(416)	-
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	(265)	88	(353)	-
- di cui quota inefficace su cash flow hedge	(2)	(3)	1	-33,3%

12. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (2.813) milioni*

Proventi finanziari

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	56	49	7	14,3%
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a <i>fair value through profit or loss</i>	2	2	-	-
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	293	284	9	3,2%
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie	351	335	16	4,8%
Differenze positive di cambio	847	640	207	32,3%
Proventi da strumenti derivati:				
- proventi da derivati di <i>cash flow hedge</i>	232	218	14	6,4%
- proventi da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	455	273	182	66,7%
- proventi da derivati di <i>fair value hedge</i>	70	34	36	105,9%
Totale proventi da strumenti derivati	757	525	232	44,2%
Proventi da partecipazioni	86	218	(132)	-60,6%
Altri proventi	412	467	(55)	-11,8%
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	2.453	2.185	268	12,3%

I proventi finanziari, pari a 2.453 milioni di euro, registrano un incremento di 268 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I "Proventi da strumenti derivati", pari a 757 milioni di euro, si riferiscono per 362 milioni di euro a proventi realizzati (380 milioni di euro nell'esercizio 2012) e per 395 milioni di euro a proventi da valutazione (145 milioni di euro nel 2012).

L'incremento delle differenze positive di cambio risentono in principal modo dell'effetto positivo che ha subito l'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro.

I "Proventi da partecipazioni" sono pari nel 2013 a 86 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai risultati positivi

ottenuti mediante le cessioni di Medgaz (64 milioni di euro) ed Endesa Gas T&D (12 milioni di euro). La stessa voce includeva nel 2012 il provento relativo alla cessione della quota residuale detenuta in Terna (185 milioni di euro).

Gli "Altri proventi", invece, accolgono nel 2013 i proventi finanziari per complessivi 103 milioni di euro (180 milioni di euro nel 2012) iscritti a incremento delle attività finanziarie rilevate in applicazione dell'IFRIC 12 in Brasile in base a quanto stabilito dalla *Medida Provisória* n. 579/2012. Comprendono inoltre, per 43 milioni di euro, la quota di interessi riconosciuti alla società argentina Edesur relativamente al già citato contributo governativo concesso ai sensi della *Resolución* n. 250/13.

Oneri finanziari

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	536	577	(41)	-7,1%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.170	2.206	(36)	-1,6%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	111	149	(38)	-25,5%
- oneri finanziari su titoli classificati a <i>fair value through profit or loss</i>	-	-	-	-
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate	66	38	28	73,7%
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari	2.883	2.970	(87)	-2,9%
Differenze negative di cambio	583	573	10	1,7%
Oneri da strumenti derivati:				
- oneri da derivati di <i>cash flow hedge</i>	812	491	321	65,4%
- oneri da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	397	269	128	47,6%
- oneri da derivati di <i>fair value hedge</i>	9	17	(8)	-47,1%
Totale oneri da strumenti derivati	1.218	777	441	56,8%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	163	281	(118)	-42,0%
Attualizzazione altri fondi	203	259	(56)	-21,6%
Oneri da partecipazioni	7	12	(5)	-41,7%
Altri oneri	209	325	(116)	-35,7%
TOTALE ONERI FINANZIARI	5.266	5.197	69	1,3%

Gli oneri finanziari, pari a 5.266 milioni di euro, sono in incremento di 69 milioni di euro rispetto al 2012. In particolare, il decremento degli "Interessi e altri oneri su debiti finanziari" è dovuto principalmente all'abbassamento del livello generale dei tassi di interesse rispetto al 2012, nonché alla strategia di rifinanziamento del debito volta a ottimizzare la struttura finanziaria e ad allungare la vita media dell'indebitamento del Gruppo. Gli "Oneri da strumenti derivati", pari a 1.218 milioni di euro, si riferiscono per 521 milioni di euro a oneri realizzati (534 milioni di euro nell'esercizio 2012) e per 697 milioni di

euro a oneri da valutazione (243 milioni di euro nel 2012). Gli oneri da attualizzazione, per quanto riguarda sia i benefici ai dipendenti sia gli altri fondi, registrano una diminuzione complessivamente pari a 174 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla riduzione dei fondi stessi, nonché dei tassi di attualizzazione utilizzati per la relativa valutazione. Gli altri oneri del 2013, pari a 209 milioni di euro (325 milioni di euro nel 2012) includono l'effetto positivo, pari a 66 milioni di euro, del ripristino di valore del credito relativo al *National Nuclear Fund* slovacco.

13. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 86 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Proventi da partecipazioni in società collegate	119	123	(4)	-3,3%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(33)	(35)	2	-5,7%
Totale	86	88	(2)	-2,3%

Per maggiori dettagli sulla composizione del saldo, si rimanda alla Nota 19.

La quota di proventi e oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è sostanzialmente in linea con il valore dell'esercizio precedente.

14. Imposte - *Euro 2.437 milioni*

Milioni di euro

	2013	2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Imposte correnti	2.458	2.898	(440)	-15,2%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(178)	(319)	141	-44,2%
Imposte differite	(250)	489	(739)	-
Imposte anticipate	407	(628)	1.035	-
Totale	2.437	2.440	(3)	-0,1%

Le imposte dell'esercizio 2013 ammontano a 2.437 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 33,8% a fronte di un'incidenza del 62,9% nell'esercizio 2012.

In particolare, tale andamento risente della rilevazione nel 2012 delle citate perdite di valore sugli avviamenti iscritti a cui non è associabile un corrispondente beneficio fiscale, dell'effetto delle maggiori plusvalenze sostanzialmente esenti rilevate nel 2013, nonché delle rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti che includono l'adeguamento (56 milioni di euro) del credito risultante dalla richiesta di rimborso IRES/IRAP effettuata in base a quanto disposto dall'art.4 comma 12 del decreto legge 2 marzo 2012, n.16.

L'andamento delle imposte anticipate e differite risente

dell'applicazione dei nuovi principi contabili internazionali che hanno avuto un impatto significativo sulle imposte anticipate relative ai benefici ai dipendenti, dell'adeguamento rilevato nel 2012 della fiscalità differita delle società cilene e slovacche a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale nei due Paesi a decorrere dal 1° gennaio 2013, nonché dei diversi accantonamenti ai fondi rischi rilevati nei due esercizi a confronto.

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato. Si segnala che le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere sono pari a 890 milioni di euro (1.025 milioni di euro nell'esercizio 2012).

Milioni di euro

	2013		2012 restated	
Risultato <i>ante</i> imposte	7.217		3.882	
Imposte teoriche	1.985	27,5%	1.068	27,5%
Effetto fiscale teorico su perdite di valore su avviamenti	205	2,8%	707	18,2%
Differenze permanenti, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(281)	-3,9%	69	1,8%
Addizionale IRES (decreto legge n. 112/08)	363	5,0%	495	12,8%
Differenze su stime imposte anni precedenti su società italiane	(174)	-2,4%	(272)	-7,0%
IRAP	339	4,7%	373	9,6%
Totale	2.437	33,8%	2.440	62,9%

15. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 9.403.357.795 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nell'esercizio (pari a zero in entrambi gli esercizi a confronto).

Milioni di euro

	2013	2012 restated	2013-2012
Risultato delle <i>continuing operations</i> di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.235	238	2.997
Risultato delle <i>discontinued operations</i> di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.235	238	2.997
Numero di azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-
Effetto diluitivo per <i>stock option</i>	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,34	0,03	0,31
Risultato e risultato diluito delle <i>continuing operations</i> per azione (euro)	0,34	0,03	0,31
Risultato e risultato diluito delle <i>discontinued operations</i> per azione (euro)	-	-	-

Si segnala che i piani di *stock option* per il *top management* attualmente in essere potrebbero potenzialmente diluire l'utile base per azione in futuro. Per maggiori informazioni su tali piani, si rimanda all'apposito paragrafo delle presenti note.

Tra la data di chiusura del bilancio e la data di pubblicazione dello stesso, non sono tuttavia avvenuti eventi od operazioni che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine esercizio.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

16. Immobili, impianti e macchinari - Euro 81.050 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2012 e 2013 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico	580	10.564	142.608	417	1.468	1.232	223	9.556	166.648
Fondo ammortamento	-	5.262	79.054	325	1.101	162	152	-	86.056
Consistenza al 01.01.2012 restated	580	5.302	63.554	92	367	1.070	71	9.556	80.592
Investimenti	6	58	1.633	20	68	13	5	4.633	6.436
Passaggi in esercizio	10	222	4.828	1	23	3	40	(5.127)	-
Differenze di cambio	8	29	363	-	(3)	8	-	63	468
Variazione perimetro di consolidamento	1	-	215	-	-	-	-	6	222
Ammortamenti	-	(237)	(4.261)	(21)	(105)	(58)	(18)	-	(4.700)
Perdite di valore	(78)	32	(14)	-	-	-	-	(13)	(73)
Altri movimenti	62	160	242	3	(30)	19	(1)	29	484
Rimisurazione al fair value a seguito di modifica nel controllo	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	(4)	(314)	-	-	-	-	-	(318)
Totale variazioni	9	260	2.692	3	(47)	(15)	26	(405)	2.523
Costo storico	589	11.101	149.109	433	1.463	1.275	261	9.151	173.382
Fondo ammortamento	-	5.539	82.863	338	1.143	220	164	-	90.267
Consistenza al 31.12.2012 restated	589	5.562	66.246	95	320	1.055	97	9.151	83.115
Investimenti	2	60	1.094	15	49	8	8	4.110	5.346
Passaggi in esercizio	15	188	3.341	5	59	76	14	(3.698)	-
Differenze di cambio	(24)	(134)	(1.740)	-	(17)	(24)	-	(419)	(2.358)
Variazione perimetro di consolidamento	9	30	590	-	-	-	-	(45)	584
Ammortamenti	-	(223)	(4.145)	(19)	(101)	(53)	(19)	-	(4.560)
Perdite di valore	30	(9)	(90)	(4)	(13)	-	-	(94)	(180)
Altri movimenti	(40)	(5)	(612)	1	(12)	(76)	5	(141)	(880)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	(3)	(14)	-	-	-	-	-	(17)
Totale variazioni	(8)	(96)	(1.576)	(2)	(35)	(69)	8	(287)	(2.065)
Costo storico	581	11.174	149.155	450	1.431	1.203	286	8.864	173.144
Fondo ammortamento	-	5.708	84.485	357	1.146	217	181	-	92.094
Consistenza al 31.12.2013	581	5.466	64.670	93	285	986	105	8.864	81.050

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente depreciables per un valore netto di libro di 9.864 milioni di euro (11.002 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica per 5.120 milioni di euro (5.986 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e

alla rete di distribuzione di energia elettrica di Endesa per 3.192 milioni di euro (3.688 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

I "Beni in leasing" includono alcuni beni che il Gruppo utilizza in Spagna, Francia, Grecia, Italia, America Latina e Slovacchia.

In particolare, in Spagna questi si riferiscono a un contratto di "tolling" della durata di 25 anni, la cui analisi ai sensi dell'IFRIC 4 ha portato all'identificazione di un contratto di locazione finanziaria in esso contenuto, secondo il quale Endesa ha a disposizione la capacità di generazione di un impianto a ciclo combinato per il quale il *toller* Elecgas si impegna a trasformare il gas in energia elettrica fornita in cambio di un pedaggio remunerativo a un tasso del 9,62%. Gli altri contratti di *leasing* riguardano impianti eolici che il Gruppo utilizza in Francia (con durata quindicennale e scadenza nel periodo 2024-2025), in Grecia (con durata decennale e scadenza nel 2014) e in Italia (con una durata di 18 anni e scadenza nel periodo 2029-2031). In America Latina i beni si riferiscono a un contratto di *leasing* di linee e impianti di trasmissione elettrica (Ralco-Charrúa), con una durata residua di 10 anni e con un tasso del 6,5%, a un contratto di *leasing* per impianti a ciclo combinato (Talara) della durata di nove anni e un tasso fisso del 5,8%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato in Perù (durata residua di tre anni e fruttiferi di interessi a un tasso variabile). I beni in *leasing* in Slovacchia sono relativi, sostanzialmente, agli accordi di "sale and lease back" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovské Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabčíkovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *de-commissioning*, mentre per l'impianto di Gabčíkovo l'accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.

Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il *leasing* e il relativo valore attuale.

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti al 31.12.2012	Valore attuale
2013	70	70
2014-2017	300	198
Oltre il 2017	687	492
Totale	1.057	760

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti al 31.12.2013	Valore attuale
2014	68	68
2015-2018	353	224
Oltre il 2018	606	440
Totale	1.027	732

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2013 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 5.346 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al 2012 di 1.090 milioni di euro.

Milioni di euro	2013	2012
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	738	952
- idroelettrici	557	656
- geotermoelettrici	226	214
- nucleari	722	802
- con fonti energetiche alternative	942	911
Totale impianti di produzione	3.185	3.535
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.022	2.782
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	139	119
TOTALE	5.346	6.436

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.185 milioni di euro, con un decremento di 350 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di minori investimenti in impianti di generazione da fonte termoelettrica convenzionale e nucleare in Italia, nei Paesi dell'Est Europa e nei Paesi dell'America Latina.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti in impianti da fonti energetiche alternative della Divisione Energie Rinnovabili.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.022 milioni di euro e risultano in decremento di 760 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile essenzialmente a una politica selettiva degli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione in Italia e Spagna.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2013 si riferisce prevalentemente all'acquisizione del controllo delle società statunitensi Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind (499 milioni di euro), all'acquisizione del 100% della società Parque Eólico Talinay Oriente operante nella generazione da fonte eolica in Cile (127 milioni di euro) e all'acquisizione del 50% della società PowerCrop operante nella generazione da biomasse in Italia (10 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dagli effetti del deconsolidamento di Buffalo Dunes Wind Project per 64 milioni di euro.

Le "Perdite di valore" sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 180 milioni di euro e si riferiscono principalmente alle perdite di valore rilevate su alcuni impianti di ge-

nerazione e di stoccaggio combustibili per i quali sono intervenute delle modifiche strategiche relativamente al piano di utilizzo futuro, nonché alle maggiori perdite di valore rilevate sugli impianti di produzione di pannelli fotovoltaici in Italia, su alcuni impianti di generazione da fonte geotermoelettrica in Nicaragua e su alcuni progetti specifici in Nord America e nella Penisola iberica.

In tale ambito, si segnala che, a causa del perdurare del contesto di crisi economica in Italia e in considerazione dei negativi riflessi della stessa sul settore della generazione elettrica da fonti tradizionali, sebbene il Gruppo avesse già riflesso nel piano industriale approvato nel mese di marzo 2013 l'ipotesi di un rallentamento della ripresa economica, si è tuttavia riscontrato nel protrarsi di tale condizione un possibile indicatore di *impairment* ai sensi dello IAS 36 e in considerazione di ciò si è ritenuto opportuno procedere all'esecuzione di un test di *impairment* al 31 dicembre 2013 sulla *cash generating unit* Enel Produzione (i cui *asset* sono costituiti da impianti di generazione da fonte convenzionale in Italia), dal quale tuttavia non è emersa la necessità di procedere alla rilevazione di alcuna perdita in bilancio.

Si precisa che il modello utilizzato ai fini di tale test è quello di analisi *discounted cash flow* (DCF), nella versione *unlevered* e

applicata a valori pre-imposte, secondo un orizzonte temporale basato su un periodo esplicito di 10 anni, più un valore terminale calcolato come rendita perpetua con crescita stabile, e che le assunzioni relative al tasso di crescita e al tasso di sconto sono state effettuate in analogia a quelle delle altre CGU. In particolare, il tasso di crescita è stato determinato sulla base delle previsioni medie della domanda elettrica nel medio-lungo periodo, ed è stato fissato nella misura dell'1,1%, mentre il tasso di sconto è stato determinato come WACC *ante* imposte ed è risultato pari a 9,9%.

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 129 milioni di euro (91 milioni di euro nel 2012), nonché la variazione (positiva nel 2012 e negativa nel 2013) riferita alla modifica dei piani di *decommissioning* degli impianti nucleari (vedi Nota 31).

La "Riclassifica ad 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente agli immobili impianti e macchinari della società WP France 3 che, in ragione delle decisioni assunte dal management, risponde ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

17. Attività immateriali - Euro 33.229 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2012 e 2013 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Immobil. in corso e acconti	Avviamento	Totale
Costo storico	30	2.185	17.558	4.412	1.487	317	18.342	44.331
Fondo ammortamento	9	1.609	1.262	1.466	936	-	-	5.282
Consistenza al 01.01.2012 restated	21	576	16.296	2.946	551	317	18.342	39.049
Investimenti	12	117	5	94	34	365	-	627
Passaggi in esercizio	(1)	130	19	143	25	(316)	-	-
Differenze di cambio	1	(2)	93	(300)	(5)	-	28	(185)
Variazione perimetro di consolidamento	1	-	35	-	25	74	60	195
Ammortamenti	(4)	(250)	(289)	(213)	(128)	(4)	-	(888)
Perdite di valore	-	-	2	-	(1)	-	(2.517)	(2.516)
Altri movimenti	(3)	2	11	(202)	5	(63)	(3)	(253)
Rimisurazione al fair value a seguito di modifica nel controllo	-	-	1	-	-	11	-	12
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	-	(44)	-	-	-	-	(44)
Totale variazioni	6	(3)	(167)	(478)	(45)	67	(2.432)	(3.052)
Costo storico	41	2.432	17.605	4.196	1.595	384	15.910	42.163
Fondo ammortamento	14	1.859	1.476	1.728	1.089	-	-	6.166
Consistenza al 31.12.2012 restated	27	573	16.129	2.468	506	384	15.910	35.997
Investimenti	8	86	3	242	30	241	-	610
Passaggi in esercizio	8	116	-	-	16	(140)	-	-
Differenze di cambio	(4)	(8)	(1.160)	(416)	(8)	(6)	(160)	(1.762)
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	14	-	-	71	23	108
Ammortamenti	(4)	(270)	(236)	(196)	(117)	-	-	(823)
Perdite di valore	-	-	(1)	(44)	(3)	(1)	(745)	(794)
Altri movimenti	(4)	(26)	(50)	(36)	83	(59)	(13)	(105)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	-	(2)	-	-	-	-	(2)
Totale variazioni	4	(102)	(1.432)	(450)	1	106	(895)	(2.768)
Costo storico	47	2.522	16.208	3.671	1.667	490	15.015	39.620
Fondo ammortamento	16	2.051	1.511	1.653	1.160	-	-	6.391
Consistenza al 31.12.2013	31	471	14.697	2.018	507	490	15.015	33.229

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2013, al netto dell'incremento nella voce "Avviamento", si riferisce principalmente a taluni progetti eolici negli Stati Uniti e all'acquisizione di Compañía Enérgica Veracruz in Perù.

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l'acquisizione di software applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo svi-

luppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente tra i tre e i cinque anni).

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle

concessioni. Tale voce include beni a vita utile indefinita per un valore complessivo di 9.995 milioni di euro (10.622 milioni di euro al 31 dicembre 2012) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.676 milioni di euro), Colombia (2.034 milioni di euro), Cile (1.669 milioni di euro) e Perù (616 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza

all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna delle concessioni di distribuzione di energia elettrica sono sufficienti a recuperare il valore dei beni immateriali.

Gli "Accordi per servizi in concessione", rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica in Brasile.

L' "Avviamento" è pari a 15.015 milioni di euro con un decremento nell'esercizio di 895 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2012 <i>restated</i>			Variazione perimetro	Differenze cambio	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2013		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto					Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Endesa	14.259	(2.392)	11.867	-	-	-	-	14.259	(2.392)	11.867
Enel OGC-5	1.257	(112)	1.145	-	(138)	(744)	-	1.119	(856)	263
Gruppo Enel Green Power ⁽¹⁾	974	(85)	889	22	(16)	-	(13)	967	(85)	882
Slovenské elektrárne	697	-	697	-	-	-	-	697	-	697
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
Enel Distributie Muntenia	548	-	548	-	(1)	-	-	547	-	547
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-	-	-	-	113	-	113
RusEnergosbyt	45	-	45	-	(5)	-	-	40	-	40
Nuove Energie	26	-	26	-	-	-	-	26	-	26
Enel Stoccaggi	1	-	1	-	-	(1)	-	1	(1)	-
Enel Lab	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1
Artic Russia	10	(10)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	18.509	(2.599)	15.910	23	(160)	(745)	(13)	18.349	(3.334)	15.015

(1) Include Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Panama, Enel Green Power France, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, PowerCrop, Enel Green Power Finale Emilia, Enel Green Power South Africa ed Enel Green Power Portoscuso e altre minori.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione del 50% della società PowerCrop, operante nella generazione da biomasse, e ad altre acquisizioni minori realizzate dalla Divisione Energie Rinnovabili. La "Perdite di valore" sono rilevate a seguito degli esiti degli *impairment test*, come dettagliato in seguito.

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 a carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal management.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bi-

lancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli *discounted cash flow*, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi *risk-free*, beta e *market risk premium*.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili:

- > per il periodo esplicito dal piano industriale decennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, 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*. In particolare, il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considera-

zione per l'*impairment test* varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse CGU sottoposte a tale procedura. Tali differenze di durata sono generalmente definite in base ai diversi tempi medi di realizzazione delle opere e di messa in esercizio degli investimenti caratteristici degli specifici business che compongono le CGU (generazione convenzionale, nucleare, rinnovabile, distribuzione ecc.);

- > 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 perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale

pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali *driver* di valore, in particolare WACC e tasso di crescita di lungo periodo, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società a cui la *cash generating unit*

appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC <i>pre-tax</i> ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	<i>Terminal value</i> ⁽³⁾
al 31.12.2013					
Endesa-Penisola iberica ⁽⁴⁾	8.607	1,80%	8,40%	10 anni	<i>Perpetuità</i>
Endesa-América Latina	3.260	- ⁽⁵⁾	8,90%	10 anni	<i>Perpetuità</i>
Enel OGK-5	263	1,20%	12,20%	10 anni	<i>Perpetuità</i>
Slovenské elektrárne	697	1,00%	8,80%	10 anni	<i>Perpetuità</i>
Enel Romania ⁽⁶⁾	660	2,40%	9,90%	10 anni	<i>Perpetuità</i>
Enel Energia	579	0,70%	12,70%	10 anni	10 anni
Enel Green Power España	403	2,00%	7,90%	5 anni	14 anni
Enel Green Power Latin America	262	3,40%	8,50%	5 anni	23 anni
Enel Green Power North America	103	2,10%	7,70%	5 anni	19 anni
Enel Green Power Hellas	33	2,00%	13,60%	10 anni	18 anni
RusEnergosbyt	40	-	15,60%	10 anni	-
Nuove Energie	26	0,70%	9,90%	10 anni	17 anni
Enel Green Power Portoscuso e altre minori	21	2,00%	10,00%	10 anni	18 anni
Enel Green Power France	29	1,90%	7,60%	5 anni	19 anni
Enel Green Power Romania	13	2,40%	10,60%	10 anni	13 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	3,00%	8,20%	10 anni	11 anni
PowerCrop	9	2,00%	11,50%	10 anni	7 anni
Enel Green Power Finale Emilia	3	2,00%	12,00%	10 anni	7 anni
Enel Green Power South Africa	1	1,90%	9,80%	5 anni	23 anni
Enel Stocaggi	-	-	-	-	-

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(2) WACC *pre-tax* calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi *pre-tax* sia equivalente a quello calcolato con flussi *post-tax* scontati al WACC *post-tax*.

(3) Il valore del *terminal value* è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

(4) L'avviamento include quota parte dell'avviamento riferito a Enel Green Power España per la relativa quota di competenza.

(5) Tasso di crescita pari al 4,0% (3,8% al 31 dicembre 2012) per i primi 10 anni dopo il periodo esplicito seguito da una rendita perpetua al tasso di crescita pari all'1,0% (1,0% al 31 dicembre 2012).

(6) Comprende tutte le società operanti in Romania.

Al 31 dicembre 2013, dagli *impairment test* effettuati, è emersa una perdita di valore di 744 milioni di euro sulla CGU Enel OGK-5; tale valutazione risente, in sostanziale parità degli altri parametri utilizzati per la sua determinazione, della contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito al perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e alla conseguente contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine. In particolare, nel corso del 2013 il Governo locale ha messo in atto alcune misure tese a contenere la spesa energetica che, di fatto, hanno contribuito a rafforzare le incertezze in merito ai tempi di realizzazione della completa liberalizzazione del prezzo del gas in Russia, considerata fondamentale per rendere il settore elettrico attrattivo per gli investitori stranieri, al fine di consentire il rinnovo del parco impianti.

Analogamente, al 31 dicembre 2012 erano state rilevate le seguenti perdite di valore:

- > 2.392 milioni di euro sulla CGU Endesa-Penisola iberica, al fine di riflettere i minori flussi di cassa che si è stimato potranno derivare dalle attività inerenti alla CGU, anche a seguito dei diversi provvedimenti adottati dal Governo spagnolo in materia di energia nel corso del 2012, e dall'incremento del rischio Paese, fattorizzato nel tasso di sconto;
- > 112 milioni di euro sulla CGU Enel OGK-5, da riferire al verificarsi dei primi segnali di mutamento dello scenario di settore che avevano condotto il *management* a individuare un deterioramento delle condizioni reddituali associate alla predetta CGU.

Importo	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				
8.607	1,90%	8,00%	10 anni	Perpetuità
3.260	- ⁽⁵⁾	9,50%	10 anni	Perpetuità
1.145	1,20%	13,30%	10 anni	Perpetuità
697	1,00%	9,60%	10 anni	Perpetuità
661	2,40%	10,30%	10 anni	Perpetuità
579	0,40%	11,50%	10 anni	10 anni
407	2,00%	8,40%	5 anni	17 anni
270	3,40%	9,90%	5 anni	21 anni
107	2,20%	7,70%	5 anni	20 anni
38	2,00%	16,80%	10 anni	20 anni
45	-	16,50%	10 anni	-
26	0,40%	9,20%	10 anni	18 anni
25	2,00%	10,10%	10 anni	15 anni
24	1,90%	7,80%	5 anni	18 anni
13	2,40%	11,50%	5 anni	20 anni
5	3,00%	9,30%	10 anni	12 anni
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
1	0,40%	8,80%	10 anni	31 anni

18. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 6.239 milioni ed euro 10.905 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle

aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro		Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidamento.	Altri movimenti	Differenze cambio	
	al 31.12.2012 <i>restated</i>					al 31.12.2013
Attività per imposte anticipate:						
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.805	102	-	13	(27)	1.893
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.307	(258)	-	21	(28)	2.042
- perdite fiscalmente riportabili	116	(22)	-	23	(6)	111
- valutazione strumenti finanziari	650	(45)	-	(123)	(10)	472
- altre partite	1.938	(184)	1	3	(37)	1.721
Totale	6.816	(407)	1	(63)	(108)	6.239
Passività per imposte differite:						
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	8.942	(337)	22	16	(548)	8.095
- valutazione strumenti finanziari	220	14	-	(62)	(2)	170
- altre partite	2.624	73	-	(22)	(35)	2.640
Totale	11.786	(250)	22	(68)	(585)	10.905
Attività per imposte anticipate non compensabili						2.664
Passività per imposte differite non compensabili						4.626
Passività per imposte differite nette compensabili						2.704

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2013 sono pari a 6.239 milioni di euro (6.816 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.069 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità. In particolare, tali perdite includono quelle relative alle *holding* di partecipazioni site in Olanda per 363 milioni di euro.

Le "Passività per imposte differite", pari a 10.905 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (11.786 milioni di euro al 31 dicembre 2012), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo

delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni. Si segnala che la variazione relativa alle differenze cambio per 585 milioni di euro è sostanzialmente riferibile alle società latinoamericane.

Infine, si segnala che con riferimento alla controllata Enel Energy Europe, non sono state rilevate imposte differite correlate alla differenza (pari a 537 milioni di euro) tra il valore contabile e il valore fiscale della partecipazione in applicazione dell'esenzione prevista dallo IAS 12 paragrafo 39. Tale differenza si è generata a seguito della distribuzione di un dividendo straordinario da parte della società Endesa alla sua controllata diretta nel mese di dicembre 2013.

19. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 647 milioni*

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	Quota %	Impatto a Conto economico	Variazione perimetro di consolidam.	Ricl. ad "Attività posseduta per la vendita"	Altri movimenti	Quota %		
al 31.12.2012 <i>restated</i>			al 31.12.2013					
Elica 2	134	30,00%	-	-	-	1	135	30,00%
LaGeo	103	36,20%	31	-	-	(36)	98	36,20%
Buffalo Dunes Wind Project	-		(1)	63	-	7	69	49,00%
CESI	35	42,70%	2	-	-	-	37	42,70%
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	36	35,96%	16	-	-	3	55	35,96%
Tecnatom	29	45,00%	1	-	-	-	30	45,00%
Tirme	21	40,00%	2	-	-	-	23	40,00%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	16	33,50%	3	-	-	(2)	17	33,50%
Eevm - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	7	50,00%	16	-	-	(8)	15	50,00%
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,63%	1	-	-	(1)	14	35,63%
Chisholm View Wind Project	60	49,00%	6	(66)	-	-	-	
Prairie Rose Wind	48	49,00%	2	(50)	-	-	-	
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	32	20,00%	(6)	(26)	-	-	-	
SeverEnergia	292	19,60%	9	-	(269)	(32)	-	
Enel Rete Gas	125	14,80%	8	-	(126)	(7)	-	
Altre	163		(4)	-	-	(5)	154	
Totale	1.115		86	(79)	(395)	(80)	647	

La voce "Variazione di perimetro di consolidamento" include per 63 milioni di euro gli effetti della cessione del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società precedentemente consolidata integralmente e, a valle di tale cessione, valutata con il metodo del patrimonio netto. Tali effetti sono parzialmente compensati dall'acquisizione del controllo di Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, le quali erano precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi 116 milioni di euro e che in seguito all'acquisto dell'ulteriore 26% del capitale sociale sono ora consolidate con il metodo integrale.

La voce "Riclassifica ad 'Attività possedute per la vendita'" è riferita alle quote partecipative detenute in SeverEnergia ed Enel Rete Gas che, in considerazione delle decisioni assunte dal *management*, sono state classificate in tale voce nel corso dell'esercizio, rispondendo ai requisiti previsti dall'IFRS 5. Peraltro, nell'ultimo trimestre 2013, tali partecipazioni sono state cedute.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	Attività non correnti	Attività correnti	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utili/(Perdite)
al 31.12.2013						
Elica 2	7	6	-	-	-	-
LaGeo	258	142	11	54	176	85
Buffalo Dunes Wind Project	328	20	158	50	2	-
CESI	60	94	18	40	91	10
ENEOP - Eólicas de Portugal	1.214	278	1.249	159	195	40
Tecnatom	69	69	33	39	100	2
Tirme	424	104	446	24	73	4
Suministradora Eléctrica de Cádiz	75	17	22	19	16	9
Eevm - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	274	53	234	61	89	32
Compañía Eólica Tierras Altas	45	16	6	15	20	4

Milioni di euro	Attività non correnti	Attività correnti	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utili/(Perdite)
al 31.12.2012 restated						
Elica 2	9	2	-	1	-	-
LaGeo	243	170	18	49	197	94
CESI	54	88	16	46	61	8
ENEOP - Eólicas de Portugal	1.126	260	1.149	147	147	20
Tecnatom	61	70	23	43	111	8
Tirme	472	125	477	49	100	5
Suministradora Eléctrica de Cádiz	73	19	25	20	17	9
Eevm - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	288	37	255	56	74	28
Compañía Eólica Tierras Altas	50	5	10	7	29	11

20. Attività finanziarie non correnti - Euro 6.401 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	2013-2012	
Partecipazioni in altre imprese	285	362	(77)	-21,3%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 27.3)	4.951	3.576	1.375	38,5%
Contratti derivati (vedi Nota 6.1)	444	953	(509)	-53,4%
Accordi per servizi in concessione	618	594	24	4,0%
Risconti attivi finanziari non correnti	103	33	70	-
Totale	6.401	5.518	883	16,0%

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 183 milioni di euro e per la restante parte (102 milioni di euro) partecipazioni il cui *fair value* non

risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

In particolare, il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese è il seguente:

Milioni di euro	Quota %		Quota %	
	al 31.12.2013		al 31.12.2012 restated	2013-2012
Bayan Resources	169	10,00%	222	10,00%
Echelon	5	7,07%	6	7,36%
Galsi	15	15,61%	15	15,61%
Altre	96	-	119	-
Totale	285		362	(77)

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa sia alle cessioni di alcune partecipazioni minori detenute in Spagna sia alla riduzione del *fair value* di Bayan Resources.

Per la voce "Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto" si rimanda a quanto commentato nella Nota 27.3.

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.1.

Gli "Accordi per servizi in concessione" si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull'informativa dell'IFRS 13.

21. Altre attività non correnti - Euro 837 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	2013-2012	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	46	51	(5)	-9,8%
Attività netta programmi del personale	21	-	21	-
Altri crediti	770	749	21	2,8%
Totale	837	800	37	4,6%

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2013 il solo credito vantato verso la Cassa Conguaglio dalle società di distribuzione di energia elettrica italiane.

L'"Attività netta programmi del personale" accoglie il *surplus* delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipen-

denti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2013 è composta principalmente da crediti tributari per 494 milioni di euro (401 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e da anticipi a fornitori per 154 milioni di euro (263 milioni di euro a fine 2012).

22. Rimanenze - Euro 3.586 milioni

Milioni di euro				
	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.824	2.271	(447)	-19,7%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.627	983	644	65,5%
Totale materie prime, sussidiarie e di consumo	3.451	3.254	197	6,1%
Immobili destinati alla vendita	77	79	(2)	-2,5%
Acconti	58	5	53	-
TOTALE	3.586	3.338	248	7,4%

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di *trading*, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione. L'incremento dell'anno è da ricondurre principalmente alle maggiori quantità di certificati verdi e ambientali in giacenza, e ha più che compensato la riduzione delle giacenze di gas e degli altri combustibili. Tale

voce include inoltre diritti di emissione CO₂ per 525 milioni di euro al 31 dicembre 2013 (384 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

Le rimanenze valutate al *fair value* ammontano a 498 milioni di euro. Per il dettaglio riguardo il livello di *fair value* e il rispettivo criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7.

23. Crediti commerciali - *Euro 11.533 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.738	8.838	(100)	-1,1%
- distribuzione e vendita di gas	1.524	1.570	(46)	-2,9%
- altre attività	1.200	1.243	(43)	-3,5%
Totale crediti verso clienti	11.462	11.651	(189)	-1,6%
Crediti commerciali verso imprese collegate	34	29	5	17,2%
Crediti per lavori in corso su ordinazione	37	39	(2)	-5,1%
TOTALE	11.533	11.719	(186)	-1,6%

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo di svalutazione che a fine esercizio è pari a 1.482 milioni di

euro, a fronte del saldo iniziale di 1.421 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 1° gennaio 2012	1.661
Accantonamenti	588
Utilizzi	(802)
Altri movimenti	(26)
Totale al 31 dicembre 2012 restated	1.421
Accantonamenti	654
Utilizzi	(546)
Altri movimenti	(47)
Totale al 31 dicembre 2013	1.482

I crediti commerciali non svalutati al 31 dicembre 2013 sono dettagliati per scadenza come segue:

Milioni di euro

Non scaduti	7.600
Scaduti:	
- da 0 a 6 mesi	1.890
- da 6 a 12 mesi	438
- da 12 a 24 mesi	740
- oltre 24 mesi	865
Totale al 31 dicembre 2013	11.533

Si segnala che i crediti commerciali rilevati in bilancio sono stati compensati, in alcuni casi residuali e non significativi ai fini del bilancio, dall'ammontare di debiti commerciali per i

quali i requisiti contrattuali e legali consentivano tale compensazione.

24. Crediti tributari - *Euro 1.735 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2013 ammontano a 1.735 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 995 milioni di euro (528 milioni di euro al 31 dicembre 2012), a crediti per imposte indirette per

435 milioni di euro (593 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 134 milioni di euro (394 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

25. Attività finanziarie correnti - *Euro 7.877 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (vedi Nota 27.4)	5.489	7.571	(2.082)	-27,5%
Contratti derivati (vedi Nota 6.2)	2.285	1.718	567	33,0%
Altre	103	92	11	12,0%
Totale	7.877	9.381	(1.504)	-16,0%

Per la voce "Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta" si rimanda a quanto commentato nella Nota 27.4.

Per la voce "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.2.

26. Altre attività correnti - Euro 2.562 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	745	936	(191)	-20,4%
Crediti verso il personale	37	40	(3)	-7,5%
Crediti verso altri	1.517	1.092	425	38,9%
Ratei e risconti attivi operativi	263	194	69	35,6%
Totale	2.562	2.262	300	13,3%

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 669 milioni di euro (454 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e al sistema Spagna per 76 milioni di euro (482 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (46 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2013 ammontano com-

pletivamente a 791 milioni di euro (987 milioni di euro al 31 dicembre 2012), a fronte di debiti per 3.312 milioni di euro (3.371 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

L'incremento della voce "Crediti verso altri" è prevalentemente correlato ai maggiori crediti per derivati esitati ma non ancora incassati per 203 milioni di euro e alla variazione dei crediti per contributi da ricevere relativi ai certificati verdi per 142 milioni di euro.

27. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 39.862 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine"

a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Finanziamenti a lungo termine	27.1	51.113	55.959	(4.846)	-8,7%
Finanziamenti a breve termine	27.2	2.529	3.970	(1.441)	-36,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	27.1	4.690	4.057	633	15,6%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	27.3	(4.951)	(3.576)	(1.375)	-38,5%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	27.4	(5.489)	(7.571)	2.082	27,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	27.5	(8.030)	(9.891)	1.861	18,8%
Totale		39.862	42.948	(3.086)	-7,2%

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, ricon-

ciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Denaro e valori in cassa	1.065	1.027	38	3,7%
Depositi bancari e postali	6.965	8.864	(1.899)	-21,4%
Titoli	17	42	(25)	-59,5%
Liquidità	8.047	9.933	(1.886)	-19,0%
Crediti finanziari a breve termine	2.232	1.923	309	16,1%
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	263	288	(25)	-8,7%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	2.977	5.318	(2.341)	-44,0%
Crediti finanziari correnti	5.472	7.529	(2.057)	-27,3%
Debiti verso banche	(150)	(283)	133	47,0%
<i>Commercial paper</i>	(2.202)	(2.914)	712	24,4%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.788)	(714)	(1.074)	-
Quota corrente debiti per obbligazioni e <i>preference share</i> emesse	(2.649)	(3.115)	466	15,0%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(253)	(228)	(25)	-11,0%
Altri debiti finanziari correnti	(177)	(773)	596	77,1%
Totale debiti finanziari correnti	(7.219)	(8.027)	808	10,1%
Posizione finanziaria corrente netta	6.300	9.435	(3.135)	-33,2%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.287)	(13.282)	4.995	37,6%
Obbligazioni e <i>preference share</i>	(41.483)	(41.509)	26	0,1%
Debiti verso altri finanziatori	(1.343)	(1.168)	(175)	-15,0%
Posizione finanziaria non corrente	(51.113)	(55.959)	4.846	8,7%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(44.813)	(46.524)	1.711	3,7%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	4.951	3.576	1.375	38,5%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(39.862)	(42.948)	3.086	7,2%

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

27.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 55.803 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 vengono esposti la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2013 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile
		al 31.12.2013		al 31.12.2012
Obbligazioni:				
- tasso fisso quotate	2014-2097 ⁽¹⁾	30.730	31.021	29.882
- tasso variabile quotate	2014-2031	6.506	6.545	6.507
- tasso fisso non quotate	2014-2039	5.463	5.479	6.460
- tasso variabile non quotate	2014-2032	1.433	1.434	1.594
Totale obbligazioni		44.132	44.479	44.443
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	2014-2046	966	974	853
- tasso variabile	2014-2035	8.031	8.048	11.814
- uso linee di credito <i>revolving</i>	2014-2017	1.078	1.078	1.329
Totale finanziamenti bancari		10.075	10.100	13.996
Preference share ⁽²⁾:				
- tasso variabile	2013	-	-	181
Totale preference share		-	-	181
Finanziamenti non bancari:				
- tasso fisso	2014-2035	1.065	1.065	915
- tasso variabile	2014-2030	531	531	481
Totale finanziamenti non bancari		1.596	1.596	1.396
TOTALE		55.803	56.175	60.016

(1) Le date di scadenza delle obbligazioni a tasso fisso quotate indicate in tabella sono basate sull'ipotesi di esercizio dell'opzione per l'estinzione delle emissioni ibride effettuate nel mese di settembre 2013 alla prima data utile prevista per ciascuna emissione, come di seguito indicato. Il costo ammortizzato è stato corrispondentemente calcolato sulla base della medesima assunzione.

(2) La scadenza delle *preference share* emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
		2015	2016	2017	2018	Oltre
467	30.263	2.589	3.693	2.480	5.545	15.956
1.135	5.371	1.436	1.177	346	770	1.642
986	4.477	-	108	1.085	-	3.284
61	1.372	63	64	65	66	1.114
2.649	41.483	4.088	5.042	3.976	6.381	21.996
38	928	66	75	72	279	436
893	7.138	753	839	1.114	760	3.672
857	221	161	60	-	-	-
1.788	8.287	980	974	1.186	1.039	4.108
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
116	949	103	98	91	96	561
137	394	65	61	76	49	143
253	1.343	168	159	167	145	704
4.690	51.113	5.236	6.175	5.329	7.565	26.808

Il saldo delle obbligazioni è relativo, al netto dell'importo di 734 milioni di euro, alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" de-

tenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel.Re (oggi Enel Insurance NV) detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 30 milioni di euro.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2013		al 31.12.2012	al 31.12.2013	
Euro	38.482	38.741	42.777	3,71%	3,86%
Dollaro USA	8.467	8.504	8.380	6,04%	6,29%
Sterlina inglese	4.486	4.546	4.102	6,00%	6,15%
Peso colombiano	1.662	1.662	1.600	7,60%	7,60%
Real brasiliano	746	748	839	10,00%	10,20%
Franchi svizzeri	593	595	603	2,85%	2,91%
Peso cileno/UF	461	473	532	7,30%	9,20%
Sol peruviano	302	302	349	6,60%	6,60%
Rublo russo	243	243	347	7,79%	8,39%
Yen giapponese	238	238	304	2,35%	2,38%
Altre valute	123	123	183		
Totale valute non euro	17.321	17.434	17.239		
TOTALE	55.803	56.175	60.016		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 82 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente ai rimborsi a scadenza di prestiti denominati in dollari statunitensi, rublo

russo e valute dell'America Latina, parzialmente compensati da nuove emissioni in dollari statunitensi, sterline inglesi, real brasiliani e pesos colombiani.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Altri movim.	Valore nozionale
	al 31.12.2012							al 31.12.2013
Obbligazioni	44.794	(2.952)	(101)	-	3.571	(833)	-	44.479
Finanziamenti bancari	14.066	(5.448)	-	-	1.573	(91)	-	10.100
Preference share	181	(181)	-	-	-	-	-	-
Debiti verso altri finanziatori	1.396	(173)	-	265	192	(81)	(3)	1.596
Totale indebitamento finanziario	60.437	(8.754)	(101)	265	5.336	(1.005)	(3)	56.175

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2013 registra una riduzione di 4.262 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012, a fronte di rimborsi per 8.754 milioni di euro, del riacquisto di obbligazioni proprie per 101

milioni di euro, di nuove emissioni per 5.336 milioni di euro e di differenze negative di cambio per 1.005 milioni di euro, di 265 milioni di euro dovuti alla variazione dell'area di consolidamento, principalmente a seguito dell'acquisizione di

alcune società operanti nella generazione rinnovabile negli Stati Uniti che avevano sottoscritto in precedenza accordi di *tax partnership* e di 3 milioni di euro dovuto ad altre partite.

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2013 sono relativi a prestiti obbligazionari e *preference share* per un importo di 3.133 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 5.448 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 173 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2013 si segnalano:

- > 1.000 milioni di dollari statunitensi relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel Finance International, scaduti nel mese di gennaio 2013;
- > 700 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari a tasso fisso, emessi da International Endesa, scaduti nel mese di febbraio 2013;
- > 181 milioni di euro relativi al rimborso anticipato delle *preference share* di Endesa Capital Finance nel mese di marzo 2013;
- > 750 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2013;
- > 400 milioni di dollari statunitensi relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Chile, scaduto nel mese di agosto 2013.

I principali rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

- > 341 milioni di euro relativi al rimborso delle linee di credito *revolving* di Endesa;
- > 293 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;
- > 100 milioni di euro relativi al rimborso di una linea di credito *revolving* di Enel SpA;
- > 100 milioni di euro relativi al rimborso di una linea di finanziamento di Enel Finance International;
- > 250 milioni di euro relativi al rimborso anticipato di *term loan* bilaterali in scadenza nel 2017 da parte di Enel Finance International;
- > 617 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014 del *Credit Facility* 2009, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International;
- > 3.200 milioni di euro relativi al rimborso anticipato della *Credit Facility* in scadenza nel 2017 da parte di Enel Finance International;
- > 360 milioni di euro relativi al rimborso relativo ai finanziamenti agevolati in capo alle società del Gruppo.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2013 si evidenziano:

- > in data 15 gennaio 2013, Enel SpA ha rinegoziato una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza nel 2014;
- > in data 8 febbraio 2013, Enel SpA ed Enel Finance International hanno stipulato una linea di credito *revolving forward starting* dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro in scadenza nell'aprile 2018, che andrà a sostituire l'attuale linea di credito *revolving* da complessivi 10 miliardi di euro, a decorrere dalla data di scadenza di quest'ultima, prevista contrattualmente nel 2015;
- > in data 18 marzo 2013, Enel Latin America ha stipulato un *Loan Agreement* di 100 milioni di dollari statunitensi della durata di cinque anni;
- > in data 30 luglio 2013, Enel Latin America (Chile) ha stipulato un *Loan Agreement* di 100 milioni di dollari statunitensi della durata di cinque anni;
- > in data 18 luglio 2013, Enel SpA ha estinto anticipatamente una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza nel 2014 e rinegoziato una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 800 milioni di euro nelle seguenti *tranche*: 400 milioni di euro con scadenza nel 2015 e 400 milioni di euro con scadenza nel 2016;
- > in data 14 novembre 2013 Enel Distribuzione ha stipulato un finanziamento BEI di 270 milioni di euro della durata di 20 anni;
- > in data 28 novembre 2013 Enel Green Power International ha stipulato un finanziamento BEI di 200 milioni di euro della durata di 15 anni;
- > in data 16 dicembre 2013 Enel Green Power International ha stipulato un finanziamento con l'*Export Credit Agency* del Governo danese di 100 milioni di euro della durata di 12 anni;
- > in data 19 dicembre 2013, Enel Green Power Latin America ha stipulato un *Loan Agreement* di 150 milioni di dollari statunitensi della durata di cinque anni;
- > in data 19 dicembre 2013, Inelec ha stipulato un *Loan Agreement* di 150 milioni di dollari statunitensi della durata di cinque anni;
- > in data 27 dicembre 2013, Slovenské elektrárne ha stipulato un *project financing* di 133 milioni di euro della durata di sette anni.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2013, si segnalano le seguenti:

- > emissione, nei mesi di febbraio, marzo e aprile, nell'ambi-

- to del programma di *Global Medium Term Notes*, di prestiti obbligazionari da parte di Enel Finance International nella forma di *Private Placement*, con garanzia di Enel, per un valore complessivo di 485 milioni di euro le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
- 100 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 18 febbraio 2023;
 - 50 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 27 marzo 2023;
 - 50 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 4 aprile 2025;
 - 50 milioni di euro a tasso fisso 4,875% con scadenza 19 aprile 2028;
 - 180 milioni di euro a tasso fisso 4,45% con scadenza 23 aprile 2025;
 - 55 milioni di euro a tasso fisso 4,75% con scadenza 26 aprile 2027;
- > nel mese di settembre, Enel SpA ha emesso prestiti obbligazionari ibridi le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
- 1.250 milioni di euro a tasso fisso 6,50%, con scadenza 10 gennaio 2074 con opzione *call* al 10 gennaio 2019;
 - 400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 7,75%, con scadenza 10 settembre 2075 con opzione *call* al 10 settembre 2020;
 - 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 8,75%, con scadenza 24 settembre 2073 con opzione *call* al 24 settembre 2023;
- > nel mese di settembre, Emgesa ha emesso prestiti obbligazionari in pesos colombiani per un controvalore complessivo di 212 milioni di euro;
- > nel mese di novembre, Codensa ha emesso prestiti obbligazionari in pesos colombiani per un controvalore complessivo di 141 milioni di euro;
- > il maggiore utilizzo da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito *revolving committed* per complessivi 185 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Endesa di un finanziamento BEI per un valore di 150 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Enel Green Power International di finanziamenti bancari a tasso variabile per un valore di 170 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Enel Distribuzione di finanziamenti con fondi BEI per un valore di 270 milioni di euro con scadenza 15 giugno 2033;
 - > il tiraggio da parte di Enel Green Power Latin America di finanziamenti bancari a tasso variabile per un controvalore complessivo di 225 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Inelec di finanziamenti bancari a tasso fisso per un controvalore complessivo di 185 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Endesa di finanziamenti bancari a tasso variabile per un controvalore complessivo di 171 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Endesa di debiti verso altri finanziatori per un controvalore complessivo di 179 milioni di euro.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il *fair value*, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il *fair value* è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli *spread* creditizi di Enel SpA.

Milioni di euro	Saldo contabile	Fair value	Saldo contabile	Fair value
	al 31.12.2013		al 31.12.2012	
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	36.193	39.517	36.342	38.338
- a tasso variabile	7.939	8.131	8.101	7.891
Totale obbligazioni	44.132	47.648	44.443	46.229
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	966	976	853	932
- a tasso variabile	9.109	9.026	13.143	12.982
Totale finanziamenti bancari	10.075	10.002	13.996	13.914
Preference share:				
- a tasso variabile	-	-	181	181
Totale preference share	-	-	181	181
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	1.065	1.153	915	959
- a tasso variabile	531	605	481	476
Totale debiti verso altri finanziatori	1.596	1.758	1.396	1.435
TOTALE	55.803	59.408	60.016	61.759

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nell'esercizio nei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	34.740	33.624	1.116
- a tasso variabile	6.743	7.885	(1.142)
Totale obbligazioni	41.483	41.509	(26)
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	928	803	125
- a tasso variabile	7.359	12.479	(5.120)
Totale finanziamenti bancari	8.287	13.282	(4.995)
Preference share:			
- a tasso variabile	-	-	-
Totale preference share	-	-	-
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	949	816	133
- a tasso variabile	394	352	42
Totale debiti verso altri finanziatori	1.343	1.168	175
TOTALE	51.113	55.959	(4.846)

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	1.453	2.718	(1.265)
- a tasso variabile	1.196	216	980
Totale obbligazioni	2.649	2.934	(285)
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	38	50	(12)
- a tasso variabile	1.750	664	1.086
Totale finanziamenti bancari	1.788	714	1.074
Preference share:			
- a tasso variabile	-	181	(181)
Totale preference share	-	181	(181)
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	116	99	17
- a tasso variabile	137	129	8
Totale debiti verso altri finanziatori	253	228	25
TOTALE	4.690	4.057	633

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo alla Capogruppo nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, ai finanziamenti erogati sia dalla BEI sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010, al *Forward Start Facility Agreement* sottoscritto in data 8 febbraio 2013 per un importo di 9,44 miliardi di euro e alle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i "Bond ibridi"). Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

I principali impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizioni di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente

e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell'emittente stesso;

- > fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali per esempio: insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente, ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di "*cross default*", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di alcune società del Gruppo da parte della BEI possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali Enel non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi ri-

spetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della Società o delle altre società controllate del Gruppo, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa paritetivamente o *pro quota* ai finanziamenti in oggetto;

- > clausole che prevedono il mantenimento del *rating* del garante (sia esso Enel o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo non deve risultare inferiore a determinati livelli;
- > clausole di "*material change*" in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.), è previsto un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;
- > obblighi di informativa periodica alla BEI;
- > obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;
- > clausola di "risoluzione del contratto" in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza, amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività, dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata, notevole diminuzione del patrimonio ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità immediata del prestito.

Nel 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti, in qualità di mutuante, ed Enel Distribuzione, in qualità di mutuatario, che è stato oggetto di modifiche nel corso del 2011. I principali *covenant* contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia accessoria rilasciata dalla Capogruppo possono essere riassunti come segue:

- > clausola di risoluzione e di decadenza dal beneficio del termine, in base alla quale il verificarsi di determinati eventi (quali per esempio: mancato pagamento di quote capitale o di interessi, ovvero mancato adempimento delle obbligazioni previste dal contratto, ovvero il verificarsi di un effetto sostanzialmente pregiudizievole ecc.) configura la facoltà per Cassa Depositi e Prestiti di risolvere il contratto;
- > clausola in cui non è consentito il rilascio da parte di Enel o

delle proprie società controllate rilevanti (definite ai sensi del contratto e della garanzia come le società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile e/o consolidate, il cui fatturato o il cui totale attivo lordo sia pari o superiore al 10% del fatturato o del totale attivo lordo consolidato) di privilegi, garanzie o vincoli aggiuntivi a eccezione di quelli espressamente consentiti, tranne il caso in cui non vi sia stato un preventivo consenso da parte di Cassa Depositi e Prestiti;

- > clausole che prevedono da parte di Enel l'obbligo di fornire informazioni a Cassa Depositi e Prestiti sia periodicamente sia al verificarsi di determinati eventi (quali per esempio: la variazione del *credit rating* di Enel, nonché nel caso in cui si sia verificato un evento di inadempimento per una somma superiore a un determinato importo, in relazione a qualsiasi indebitamento finanziario contratto da Enel e/o Enel Distribuzione e/o da qualsiasi loro società controllata rilevante). La violazione di tale obbligo conferisce a Cassa Depositi e Prestiti la facoltà di avvalersi della decadenza dal beneficio del termine;
- > clausola che prevede, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), che l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non debba eccedere 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

I principali *covenant* previsti per la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro e per il *Forward Start Facility Agreement* sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali il *borrower* (e le sue controllate rilevanti) non possono creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri finanziamenti presenti e futuri;
- > clausola di "*change of control*" che si applica nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato Italiano ovvero (ii) Enel o alcune delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni in modo tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo:

- (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento; (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del *borrower*;
- > fattispecie di “*event of default*”, in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali per esempio: mancato pagamento, mancato rispetto del contratto, falsa dichiarazione, insolvenza o dichiarazione di insolvenza del *borrower* o di alcune delle controllate rilevanti, cessazione dell’attività, intervento del Governo e/o nazionalizzazione, processo o procedimento amministrativo con potenziale effetto negativo, attività illegali, nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del *borrower* o di una sua controllata rilevante), si configurerebbe un’ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento, se non sanato entro un determinato periodo di tempo, comporta in virtù della clausola di “*acceleration*” l’obbligo del rimborso anticipato del finanziamento che diviene immediatamente esigibile;
 - > in base alle clausole di “*cross default*”, nel caso si verifici un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall’emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell’attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell’attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sui prestiti in oggetto che, pertanto, diverranno immediatamente esigibili;
 - > obblighi di informativa periodica.

I principali impegni relativi alle emissioni obbligazionarie di Bond ibridi, possono essere riassunti come segue:

- > fattispecie di “*event of default*”, in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi dovuti, insolvenza, ovvero messa in liquidazione dell’emittente ecc.), si configurerebbe un’ipotesi di inadempimento che comporta, in alcuni casi, l’immediata esigibilità del prestito;
- > clausole di subordinazione: ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie della Società ed è “*pari passu*” rispetto a tutti gli altri strumenti finanziari ibridi emessi, avendo una “*seniority*” superiore solo agli strumenti di “*equity*”;
- > divieto di fusione con un’altra società, di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri *asset* a un’altra società, a meno che quest’ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell’emittente.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital nell’ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere sintetizzati nel seguente modo:

- > clausole di “*cross default*”, in base alle quali si verificherebbe un’accelerazione nel rimborso del debito nel caso in cui si verifichi un inadempimento (superiore a determinati importi) su un qualsiasi indebitamento finanziario in capo a Endesa e/o Endesa Capital, quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati;
- > clausole “*negative pledge*”, in base alle quali l’emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole “*pari passu*”, in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di “*seniority*” con tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa.

Si ricorda infine che nessun finanziamento acceso da Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital contiene clausole di *cross default* riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate relative alle energie rinnovabili, e ad altre controllate latinoamericane, contengono i *covenant* tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli *asset* assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.

Una residua parte dell’indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetta a clausole di *cross default*, in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile, si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.

Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di *cross acceleration* al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziari di beni.

In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che alcuni finanziamenti prevedono il rimborso anticipato in caso di *change of control* da parte di Endesa o delle società controllate.

27.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 2.529 milioni*

Al 31 dicembre 2013 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 2.529 milioni di euro, registrando

un decremento di 1.441 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Saldo contabile	Fair value	Saldo contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
	al 31.12.2013		al 31.12.2012 restated		2013-2012	
Debiti verso banche a breve termine	150	150	283	283	(133)	(133)
<i>Commercial paper</i>	2.202	2.202	2.914	2.914	(712)	(712)
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	119	119	691	691	(572)	(572)
Altri debiti finanziari a breve termine	58	58	82	82	(24)	(24)
Indebitamento finanziario a breve	2.529	2.529	3.970	3.970	(1.441)	(1.441)

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 150 milioni di euro. I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2013 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché al programma di Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) ed Enersis per un importo complessivo di 3.209 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2013 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 2.202 milioni di euro, dei quali 1.388 di euro in capo a Enel Finance International e 814 milioni di euro in capo a Endesa Latinoamérica.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7.

27.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 4.951 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 restated	2013-2012	
Titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	128	130	(2)	-1,5%
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al <i>fair value</i> con imputazione a Conto economico (<i>fair value through profit and loss</i>)	24	12	12	100,0%
Titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	-	4	(4)	-100,0%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	1.498	-	1.498	-
Crediti finanziari diversi	3.301	3.430	(129)	-3,8%
Totale	4.951	3.576	1.375	38,5%

Per il riepilogo dei saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7.

I "Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo" rappresentano le somme spettanti a Endesa Distribución quale conseguenza del deficit tariffario di sistema in Spagna,

il cui meccanismo di funzionamento comporta un sostanziale differimento nel tempo della parte di remunerazione dovuta al soggetto distributore per i costi sostenuti che non abbiano trovato sufficiente copertura attraverso la fatturazione degli ordinari ricavi tariffari. Tale meccanismo, del tutto equiparabile nella sostanza a un finanziamento concesso da Endesa Di-

stribución al sistema elettrico spagnolo, determina un credito di 1.498 milioni di euro che, per effetto dell'introduzione di alcune nuove disposizioni di legge nel corso del 2013, viene rilevato tra le "Attività finanziarie non correnti" anziché tra le "Attività finanziarie correnti" come avveniva invece nell'esercizio precedente.

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, al 31 dicembre 2013:

- > i crediti verso il fondo statale slovacco per *decommissioning* per 813 milioni di euro (653 milioni di euro al 31 dicembre 2012);
- > i crediti vantati verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 434 milioni di euro (medesimo importo al 31 dicembre 2013 e 2012) e relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici;
- > il credito relativo al rimborso, previsto dall'Autorità per

l'energia elettrica e il gas italiana attraverso la delibera n. 157/12, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici" per 448 milioni di euro (504 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Si ricorda che, in base alla citata delibera, il recupero di tali somme da parte della controllata Enel Distribuzione SpA avverrà in quote costanti fino al 2020;

- > il credito vantato dalle società di generazione argentine nei confronti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e depositato nel FONINVEMEM (*Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista*) per 216 milioni di euro (281 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Tale importo è stato riconosciuto a fronte della costruzione di tre impianti a ciclo combinato, due dei quali sono stati completati nel corso del 2010 e verrà rimborsato alle società di generazione entro 120 mesi dalla data di entrata in esercizio di questi impianti. Tali finanziamenti maturano interessi a un tasso annuo pari al Libor +1%.

27.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 5.489 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	2.977	5.318	(2.341)	-44,0%
Crediti per anticipazioni di <i>factoring</i>	263	288	(25)	-8,7%
Titoli:				
- titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	17	42	(25)	-59,5%
Crediti finanziari e <i>cash collateral</i>	1.720	1.402	318	22,7%
Altre	512	521	(9)	-1,7%
Totale	5.489	7.571	(2.082)	-27,5%

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dal credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 1.648 milioni di euro (4.839 milioni di euro al 31 dicembre 2012); la variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel 2013 per 3.165 milioni di euro (inclusi anche i nuovi crediti derivanti dalla generazione extrapeninsulare) nonché degli incassi ottenuti (4.858 milioni di euro includendo gli effetti

dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare, di cui 3.541 milioni di euro tramite la cessione di tali crediti a un apposito Fondo di cartolarizzazione in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo).

Per il riepilogo dei saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7.

27.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 8.030 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 195 milioni di euro (194 milioni di euro al 31 dicembre 2012) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Depositi bancari e postali	6.965	8.864	(1.899)	-21,4%
Denaro e valori in cassa	1.065	1.027	38	3,7%
Totale	8.030	9.891	(1.861)	-18,8%

28 Attività e passività possedute per la vendita - *Euro 241 milioni ed euro 20 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2013 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variazioni perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2013
Immobili, impianti e macchinari	214	12	-	(15)	211
Attività immateriali	-	2	-	(1)	1
Attività per imposte anticipate	11	-	-	(11)	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	395	(391)	(3)	1
Attività finanziarie non correnti	89	2	(86)	(1)	4
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	12	-	(2)	10
Rimaneenze, crediti commerciali e altre attività correnti	3	7	-	4	14
Totale	317	430	(477)	(29)	241

Le "Attività possedute per la vendita" al 31 dicembre 2013 ammontano a 241 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività riferibili alla società Marcinelle Energie e altre attività riferibili a società minori. Le altre movimentazioni di rilievo verificatesi nell'esercizio si riferiscono prevalentemente alle quote partecipative detenute in SeverEnergia ed Enel Rete Gas che, riclassificate nella presente voce in corso d'anno, sono state altresì alienate nell'ultimo trimestre 2013.

La variazione del periodo risente inoltre della cessione della partecipazione in Medgaz avvenuta nel corso del primo semestre dell'esercizio.

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2013 ammontano a 20 milioni di euro e includono le passività relative alle società Marcinelle Energie e altre passività riferibili a società minori.

Per quanto riguarda le passività possedute per la vendita, la movimentazione della voce nell'esercizio 2013 è la seguente:

Milioni di euro	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variazioni perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2013
Passività per imposte differite	7	-	-	-	7
Debiti commerciali e altre passività correnti	1	10	-	2	13
Totale	8	10	-	2	20

Il decremento netto delle voci di attività e passività possedute per la vendita risente, rispetto al 31 dicembre 2012, sostanzialmente delle sopra citate cessioni avvenute nel corso del 2013.

Per il riepilogo dei saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alla Nota 7 sull'informativa dell'IFRS 13.

29. Patrimonio netto totale - *Euro 52.839 milioni*

29.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 35.941 milioni*

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2013 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2013 (così come al 31 dicembre 2012) il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. Al 31 dicembre 2013, in base delle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CON-

SOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 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 del Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale) e di Natixis SA (con il 2,64% del capitale sociale, posseduto alla data del 27 giugno 2013 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 7.084 milioni*

Riserva per sovrapprezzo azioni - *Euro 5.292 milioni*

Riserva legale - *Euro 1.881 milioni*

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve - *Euro 2.262 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera - *Euro (1.100) milioni*

Il decremento dell'esercizio è dovuto agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari - *Euro (1.490) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*) e gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Tale riserva accoglie la plusvalenza realizzata a seguito dell'offerta pubblica di vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale. La variazione del periodo è relativa alla cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis.

Tale riserva accoglie l'eccedenza dei patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze rispetto ai prezzi di acquisizione, in imprese già controllate in America Latina (Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços ed Eléctrica Cabo Blanco). In data 17 giugno 2013 è stato ratificato l'accordo per la cessione dell'intero

capitale sociale di Enel.si da Enel Green Power a Enel Energia, pertanto la variazione del periodo è sostanzialmente relativa alla differenza tra il prezzo di cessione acquisito dai terzi di Enel Green Power e la relativa quota di patrimonio netto di Enel.si.

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Tale riserva accoglie, a seguito dell'applicazione dal 1° gennaio 2013 del nuovo IAS 19 *Revised*, tutti gli utili e perdite attuariali, al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è relativa a maggiori utili netti attuariali rilevati nel periodo.

Milioni di euro

	al 31.12.2012 <i>restated</i>			Variazioni						al 31.12.2013		
				Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte						
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi				Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	682	92	590	(3.197)	-	-	(3.197)	(1.290)	(1.907)	(2.515)	(1.198)	(1.317)
Riserva da valutazione strumenti finanziari	(1.350)	(1.253)	(97)	(697)	499	(81)	(279)	(237)	(42)	(1.629)	(1.490)	(139)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	8	8	-	(29)	-	-	(29)	(24)	(5)	(21)	(16)	(5)
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	(440)	(362)	(78)	(262)	-	74	(188)	(170)	(18)	(628)	(532)	(96)
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	(1.100)	(1.515)	415	(4.185)	499	(7)	(3.693)	(1.721)	(1.972)	(4.793)	(3.236)	(1.557)

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un *rating* adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di ca-

pitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2013.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2013 e 2012 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012
Posizione finanziaria non corrente	51.113	55.959	(4.846)
Posizione finanziaria corrente netta	(6.300)	(9.435)	3.135
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(4.951)	(3.576)	(1.375)
Indebitamento finanziario netto	39.862	42.948	(3.086)
Patrimonio netto di Gruppo	35.941	35.775	166
Interessenze di terzi	16.898	16.312	586
Patrimonio netto	52.839	52.087	752
Indice <i>debt/equity</i>	0,75	0,82	(0,07)

29.2 Interessenze di terzi - Euro 16.898 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle Interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012
Iberia e America Latina	12.017	11.690	327
Internazionale	2.361	2.257	104
Energie Rinnovabili	2.306	2.161	145
Generazione ed Energy Management	214	204	10
Totale	16.898	16.312	586

30. TFR e altri benefici ai dipendenti - *Euro 3.696 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell’energia elettrica consumata a uso domestico (che per le società in Italia sono limitati a taluni ex dipendenti durante il periodo di quiescenza) e altre prestazioni simili. In particolare:

> la voce “Benefici pensionistici” accoglie, per quanto riguarda l’Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. A riguardo, si segnala che partire dal mese di dicembre 2012, tale voce accoglieva anche il beneficio introdotto nel mese di dicembre 2012, e inerente all’emissione di un nuovo piano condizionato all’attività lavorativa da erogare in futuro, relativo all’ottenimento di un trattamento economico sostitutivo pari a un numero massimo di 48 mensilità a far data dall’interruzione del contratto di lavoro. Tale benefi-

cio è stato poi risolto dal Gruppo nel corso del 2013, come si dirà più dettagliatamente nel prosieguo della presente nota, considerato che non vi erano state adesioni allo stesso e che un numero significativo di aventi diritto aveva successivamente aderito agli accordi ex art. 4 della legge n. 92/2012. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro;

- > la voce “Sconto energia” include, per le società italiane, taluni benefici relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnata fino alla fine del 2011 ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – sostituita da altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, resta da oggi in vigore per i soli dipendenti in stato di quiescenza;
- > la voce “Assistenza sanitaria” accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- > la voce “Altri benefici” accoglie le passività relative a programmi a benefici definiti e altri benefici non inclusi nelle voci precedenti.

Nel seguito si evidenzia la variazione della passività per TFR e altri benefici ai dipendenti rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012 nonché

la riconciliazione di tale passività (3.696 milioni di euro al 31 dicembre 2013), al netto delle relative attività (21 milioni di euro al 31 dicembre 2013), con la passività attuariale.

Milioni di euro	2013					2012 restated				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
Passività attuariale a inizio esercizio	2.330	1.683	236	246	4.495	1.225	1.500	250	190	3.165
Attività non riconosciute contabilmente	47	-	-	-	47	27	-	-	-	27
Passività contabile a inizio esercizio	2.377	1.683	236	246	4.542	1.252	1.500	250	190	3.192
Variazioni rilevate a Conto economico	(924)	63	14	94	(753)	1.065	73	18	74	1.230
Variazioni rilevate negli <i>Other Comprehensive Income</i>	(4)	205	(16)	77	262	169	194	(27)	23	359
Contributi/Erogazioni	(158)	(96)	(15)	(49)	(318)	(130)	(88)	(16)	(42)	(276)
Altri movimenti	(40)	2	(13)	(7)	(58)	21	4	11	1	37
Passività contabile a fine esercizio	1.251	1.857	206	361	3.675	2.377	1.683	236	246	4.542
Attività non riconosciute contabilmente	(58)	-	-	-	(58)	(47)	-	-	-	(47)
Passività attuariale a fine esercizio	1.193	1.857	206	361	3.617	2.330	1.683	236	246	4.495

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
Variazioni rilevate a Conto economico										
Service cost	(993)	6	2	96	(889)	998	5	1	63	1.067
Net interest cost	69	57	12	10	148	68	68	17	10	163
Altri movimenti	-	-	-	(12)	(12)	(1)	-	-	1	-
Totale	(924)	63	14	94	(753)	1.065	73	18	74	1.230
Variazioni rilevate negli Other Comprehensive Income										
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	3	(1)	1	30	33	80	-	6	7	93
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(104)	177	(13)	(7)	53	24	(57)	(12)	-	(45)
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(6)	29	(4)	54	73	217	251	(21)	16	463
Rendimento delle attività al servizio dei piani	84	-	-	-	84	(172)	-	-	-	(172)
Variazione asset ceiling/ IFRIC 14	19	-	-	-	19	20	-	-	-	20
Totale	(4)	205	(16)	77	262	169	194	(27)	23	359

La passività relativa ai benefici pensionistici accoglie al 31 dicembre 2012 l'onere (pari a 970 milioni di euro) relativo a prestazioni di lavoro passate ("past service cost") rilevato a seguito dell'emissione avvenuta a fine 2012 del piano di accompagnamento graduale alla pensione, che prevedeva un beneficio post-pensionistico costituito dall'erogazione di un trattamento complementare ai dipendenti delle partecipate italiane integralmente detenute dal Gruppo che, in presenza di specifici requisiti, avessero optato per l'interruzione del rapporto di lavoro in misura anticipata di quattro anni rispetto a quella stabilita dalla corrente legislazione del lavoro.

Come già illustrato nella precedente Nota 4, tale passività è stata integralmente contabilizzata a seguito dell'entrata in vigore del nuovo IAS 19 che ha eliminato la previsione di differimento del past service cost relativo ai nuovi piani per benefici a dipendenti, determinando la conseguente riesposizione dei dati comparativi del Conto economico 2012.

Nel corso del 2013, il Gruppo ha disposto la cancellazione di tale piano avendo constatato la quasi assoluta assenza di adesioni allo stesso e l'adesione di un numero significativo degli aventi diritto al piano stesso agli accordi sindacali applicativi dell'art. 4, commi 1-7 ter della legge n. 92/2012, in quanto questi ultimi presentavano migliori condizioni economiche e normative che di fatto hanno reso non più attrattivo il precedente piano di accompagnamento alla pensione. La cancellazione del pia-

no introdotto nel 2012 ha comportato il rilascio della relativa passività alla data della cessazione, pari complessivamente a 1.028 milioni di euro, di cui 970 milioni di euro relativi all'accantonamento iniziale e 58 milioni di euro relativi ai current service costs e agli interest costs maturati nel periodo. In aggiunta, l'applicazione di talune disposizioni integrative previste nei citati accordi sindacali applicativi dell'art. 4 hanno determinato l'adeguamento della passività associata ad altri piani per benefici a dipendenti con un effetto positivo pari a 38 milioni di euro.

Con riferimento ai dipendenti delle società estere, si evidenzia che, in Spagna i dipendenti inclusi nell'accordo quadro del 25 ottobre 2000 partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Inoltre, vi sono alcuni obblighi a beneficio dei lavoratori durante il loro pensionamento, connessi principalmente alle forniture di energia elettrica. Al di fuori della Spagna, soprattutto in Brasile, sono in vigore infine piani pensionistici a benefici definiti.

Le passività riconosciute in bilancio a fine esercizio sono esposte al netto del fair value delle attività, interamente riferibili a Endesa, al servizio dei piani (ove quest'ultimo non sia superiore a quello delle relative passività), pari a 1.185 milioni di euro al 31 dicembre 2013. La composizione di tali attività è sintetizzabile come di seguito esposto.

Milioni di euro	2013			2012		
	Spagna	Brasile	Totale	Spagna	Brasile	Totale
Azioni	-	73	73	183	84	267
Titoli a reddito fisso	-	321	321	449	469	918
Investimenti immobiliari	-	34	34	-	47	47
Asset detenuti da compagnie assicurative	128	-	128	-	-	-
Altro	612	17	629	48	27	75
Totale	740	445	1.185	680	627	1.307

Tra le azioni e i titoli a reddito fisso si segnalano, al 31 dicembre 2013, azioni od obbligazioni emesse da società del Gruppo Endesa per 6 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri
	2013				2012			
Tasso di attualizzazione	0,75%-3,00%	1,72%-3,64%	5,40%-2,43%	3,15%-7,90%	1,60%-3,20%	1,22%-3,74%	5,50%-9,80%	4,20%-7,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,00%-4,00%	2,30%	0,00%-7,61%	2,00%-6,00%	2,00%-4,00%	2,30%	0,00%-7,61%	3,00%-6,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,50%	4,50%-1,57%	-	3,00%	3,50%	4,50%-11,57%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,61%	5,40%-2,43%	-	-	3,74%	9,98%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	145	102	11	13
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(115)	(135)	(13)	(7)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	46	39	(5)	7
Incremento 0,5% delle retribuzioni	25	(23)	7	12
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	19	(23)	7	5
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	19	(23)	24	5
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	55	64	7	9

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività

netta per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 16 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti attesi nei prossimi esercizi a fronte dei benefici concessi ai dipendenti.

Milioni di euro	2013
Entro 12 mesi	397
Tra 2-5 anni	1.066
Oltre 5 anni	1.527

31. Fondi rischi e oneri - Euro 8.047 milioni

Milioni di euro	Effetto a Conto economico	Utilizzi e altri movimenti		
	al 31.12.2012 <i>restated</i>		al 31.12.2013	<i>di cui a breve termine</i>
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- <i>decommissioning</i> nucleare	3.538	(23)	(821)	2.694 52
- smantellamento e ripristino impianti	615	(2)	(20)	593 3
- contenzioso legale	1.142	115	(174)	1.083 46
- oneri per certificati ambientali	363	290	(356)	297 164
- oneri su imposte e tasse	411	14	(37)	388 7
- altri	1.273	422	(450)	1.245 633
Totale	7.342	816	(1.858)	6.300 905
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.306	958	(517)	1.747 588
TOTALE	8.648	1.774	(2.375)	8.047 1.493

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per *decommissioning* nucleare si riferisce:

> per 2.175 milioni di euro (2.511 milioni di euro al 31 dicembre 2012) agli impianti V1 e V2 a Jasklowske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 114 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2012), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.296 milioni di euro (1.542 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 765 milioni di euro (855 milioni di euro al 31 dicembre 2012); i tempi stimati per l'esborso finanziario degli oneri tengono conto delle attuali conoscenze applicabili in tema di regolamentazione ambientale, dei tempi operativi utilizzati per la stima degli oneri, nonché della criticità connessa all'arco temporale molto lungo in cui tali costi si potrebbero manifestare. L'attualizzazione degli oneri inclusi nei fondi è stata effettuata utilizzando tassi compresi in un intervallo tra il 4,15% e il 4,55%; il decremento netto dell'esercizio 2013, pari a 336 milioni di euro, riflette il cambio nelle stime dei prezzi e nelle quantità di alcuni tipi di rifiuti radiattivi e la nuova valutazione delle vita utile stimata per alcune componenti delle centrali di Jasklowske Bohunice e Mochovce. Tale diminuzione è stata anche influenzata dall'adozione della nuova strategia di *decommissioning* approvata dal Governo il 15 gennaio 2014 che ha previsto un approccio più conservativo e più attento alle tematiche tecniche, economiche e relative alla sicurezza con una conseguente attualizzazione della passività in un arco temporale più lungo;

> per 519 milioni di euro (1.027 milioni di euro al 31 dicembre 2012) agli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto n. 1349/2003 e della Legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleare. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "*post-operational cost*"). La variazione dell'esercizio 2013, rilevata a decremento dei cespiti così come previsto da IFRIC 1, risente delle modifiche normative intervenute in Spagna a seguito dell'introduzione della Legge n. 16/2013 che ha modificato il meccanismo stabilito l'anno precedente dalla Legge n. 15/2012, che aveva invece aggravato gli oneri a carico dei generatori di impianti a tecnologia nucleare.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo smantellamento e ripristino impianti accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite.

Fondo contenzioso legale

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

asset tipici degli impianti di generazione tra cui le turbine) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli altri fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura. In particolare, con riferimento al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) e di Imposta Municipale Unica (IMU) in Italia, il Gruppo ha tenuto conto dei criteri introdotti dalla circolare n. 6 dell'Agenzia del Territorio (che ha colmato il vuoto interpretativo previgente in relazione a metodi di valutazione per beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, tra i quali alcuni

Fondo oneri per incentivo all'esodo

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative. La variazione dell'anno risente, oltre che degli utilizzi riferiti essenzialmente al fondo di *Early Retirement* (ERE) in Spagna, della passività, pari a 800 milioni di euro al 31 dicembre 2013, rilevata per l'applicazione degli accordi sindacali aziendali siglati il 6 settembre 2013 finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero").

32. Passività finanziarie non correnti - Euro 2.257 milioni

La voce include esclusivamente il *fair value* di contratti derivati; si rimanda per ulteriori informazioni alla Nota 6.3.

33. Altre passività non correnti - Euro 1.266 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Ratei e risconti passivi operativi	956	910	46	5,1%
Altre partite	310	241	69	28,6%
Totale	1.266	1.151	115	10,0%

La voce al 31 dicembre 2013 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

34. Debiti commerciali - Euro 13.004 milioni

La voce, pari a 13.004 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

I debiti commerciali sono di seguito dettagliati per scadenza al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro

Entro il 30 giugno 2014	11.320
Tra il 1° luglio e il 31 dicembre 2014	1.137
Oltre	547
Totale al 31 dicembre 2013	13.004

Si segnala che i debiti commerciali rilevati in bilancio sono stati compensati, in alcuni casi residuali e non significativi ai fini del

bilancio, dall'ammontare di crediti commerciali per i quali i requisiti contrattuali e legali consentivano tale compensazione.

35. Passività finanziarie correnti - *Euro 3.640 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Passività finanziarie differite	978	921	57	6,2%
Contratti derivati	2.535	2.028	507	25,0%
Altre partite	127	189	(62)	-32,8%
Totale	3.640	3.138	502	16,0%

Per la voce "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.4.

36. Altre passività correnti - *Euro 9.834 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	2013-2012	
Debiti diversi verso clienti	1.563	1.637	(74)	-4,5%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.312	3.371	(59)	-1,8%
Debiti verso il personale	453	519	(66)	-12,7%
Debiti tributari diversi	976	945	31	3,3%
Debiti verso istituti di previdenza	216	226	(10)	-4,4%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	801	814	(13)	-1,6%
Debito per acquisto partecipazioni	37	81	(44)	-54,3%
Altri	2.476	2.338	138	5,9%
Totale	9.834	9.931	(97)	-1,0%

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.090 milioni di euro (1.101 milioni di euro al 31 dicembre 2012) relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i 12 mesi.

I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono principalmente i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 1.922 milioni di euro (1.862 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e sul mercato spagnolo per 1.390 milioni di euro (1.491 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoran-

ze azionarie" al 31 dicembre 2013 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 778 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2012) e il debito relativo a Renovables de Guatemala e Maicor Wind per 23 milioni di euro.

I "Debiti per acquisto partecipazioni" si riferiscono all'acquisto, avvenuto nel 2013, di alcune società in Nord America per 37 milioni di euro.

La voce "Altri debiti" include per 76 milioni di euro la passività associata all'applicazione degli accordi sindacali per l'attuazione delle disposizioni previste all'art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") per la parte relativa alle altre forme di incentivazione, assegnate in virtù degli stessi accordi, spettanti ai soggetti che al 31 dicembre 2013 risultano non più in organico.

37. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

zioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela Vendita di energia per uso proprio
GME - Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti Vendita di energia per uso proprio
GSE - Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili Vendita di energia per uso proprio
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Eni	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione Vendita di energia per uso proprio

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e Fondenel, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate e società collegate rispettivamente in essere al 31 dicembre 2013 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

Parti correlate								
Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale
Rapporti patrimoniali								
Attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	3	453	491	209	19	-	59	1.234
Attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	-	29	9	88	-	-	126
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	2	2
Debiti commerciali	885	515	538	247	1.269	72	40	3.566
Passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre passività correnti	-	-	21	-	-	-	-	21
Rapporti economici								
Ricavi delle vendite	-	6.523	1.316	658	102	-	38	8.637
Altri ricavi e proventi	-	74	16	-	297	-	4	391
Materie prime e di consumo	5.135	4.451	198	355	1	-	14	10.154
Servizi	-	75	1.814	89	3	113	29	2.123
Altri costi operativi	2	7	9	2	-	-	8	28
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(22)	-	100	-	-	-	-	78
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/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. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2013 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Società collegate

GNL Chile	Enel Rete Gas	CESI	Società minori	Totale	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	-	-	4	4	4	6.401	0,1%
-	-	-	15	15	15	837	1,8%
1	-	1	32	34	1.268	11.533	11,0%
-	-	-	4	4	4	7.877	0,1%
18	-	-	8	26	152	2.562	5,9%
-	-	-	-	-	2	1.266	0,2%
19	-	12	50	81	3.647	13.004	28,0%
-	-	-	4	4	4	3.640	0,1%
-	-	-	3	3	24	9.834	0,2%
46	33	-	37	116	8.753	77.258	11,3%
-	1	-	9	10	401	3.277	12,2%
91	-	-	21	112	10.266	41.612	24,7%
53	295	17	22	387	2.510	15.551	16,1%
-	-	1	1	2	30	2.837	1,1%
-	-	-	-	-	78	(378)	-20,6%
-	-	-	35	35	35	2.453	1,4%
3	-	-	1	4	4	5.266	0,1%

38. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro

	al 31.12.2013	al 31.12.2012	2013-2012
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.685	5.586	99
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	42.181	50.634	(8.453)
- acquisti di combustibili	55.789	62.576	(6.787)
- forniture varie	2.176	2.120	56
- appalti	2.001	1.922	79
- altre tipologie	2.696	2.315	381
Totale	104.843	119.567	(14.724)
TOTALE	110.528	125.153	(14.625)

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 5.685 milioni di euro, con un incremento rispetto al precedente esercizio di 99 milioni di euro. Tale voce include gli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, per un periodo di sei anni e sei mesi (rinnovabili) a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie pari, al 31 dicembre 2013, a 438 milioni di euro, sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Il *cash flow* previsionale di tali contratti di locazione, incluso il previsto effetto inflattivo, è il seguente:

- > 2014: 46 milioni di euro;
- > 2015: 47 milioni di euro;
- > 2016: 47 milioni di euro;
- > 2017: 48 milioni di euro;
- > 2018: 49 milioni di euro.

Il *cash flow* previsionale dei contratti di *leasing* operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:

- > 2014: 50 milioni di euro;
- > 2015-2016: 87 milioni di euro;
- > 2017 e seguenti: 232 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 dicembre 2013 a 42.181 milioni di euro, di cui 23.296 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 8.401 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 3.651 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028 e i rimanenti 6.833 milioni di euro con scadenza successiva. Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine dell'esercizio (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 dicembre 2013 a 55.789 milioni di euro, di cui 33.459 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 14.467 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 4.621 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028 e i rimanenti 3.242 milioni di euro con scadenza successiva.

39. Passività e attività potenziali

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Con sentenza del 31 marzo 2006, il Tribunale di Adria ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di alcuni soggetti, persone fisiche ed enti. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati (cittadini e associazioni ambientaliste), mentre la quantificazione del risarcimento a favore degli enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, alcuni enti veneti ed emiliani inclusi gli Enti Parco dell'area) è stata rimessa a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di “provvisoria” – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e, in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituite in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, in forza di accordo intervenuto nel corso del 2008, Enel ha provveduto al pagamento delle somme liquidate a favore degli enti pubblici veneti. Nel corso del 2011, il Ministero dell'Ambiente, gli enti pubblici emiliani e i privati già costituiti parte civile nel procedimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del presunto

risarcimento del danno patrimoniale e ambientale da parte del Ministero è di circa 100 milioni di euro, pretesa che Enel contesta. Nel corso del 2013 è stato concluso un accordo – senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel/Enel Produzione, ma con finalità di solidarietà sociale in linea con la politica generale e sostenibilità perseguita dal Gruppo – con gli enti pubblici emiliani, restando costituiti in giudizio il Ministero e i privati (associazioni ambientaliste e alcuni cittadini residenti). All'udienza dell'8 gennaio 2014 la causa è andata in decisione, con assegnazione dei termini di legge per il deposito delle comparse conclusionali.

Nell'agosto 2011, la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni Amministratori, ex Amministratori, dirigenti, ex dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativo a presunte emissioni provenienti dalla Centrale di Porto Tolle; successivamente, il PM ha contestato anche il reato di disastro doloso. Nel corso del 2012 il GUP di Rovigo, facendo seguito alle richieste della Procura della Repubblica di Rovigo, ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli indagati per entrambi i reati. Nel giudizio si sono costituite parte civile (nei confronti delle sopra citate persone fisiche, senza chiamata di Enel ed Enel Produzione quali responsabili civili) il Ministero dell'Ambiente, il Ministero della Salute e altri soggetti, fra i quali prevalentemente gli enti locali dell'Emilia Romagna e del Veneto, nonché gli Enti Parco dell'area per il risarcimento di asseriti danni non quantificati. Nel corso del 2013 si è proceduto all'ammissione delle prove. Sempre nel 2013, nell'ambito dell'accordo già sopra descritto, la maggior parte degli enti pubblici costituiti nel presente giudizio ha ritirato la propria costituzione.

All'udienza del 31 marzo 2014, il Tribunale in composizione collegiale ha pronunciato la sentenza, di primo grado, di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Inoltre, ha assolto gli imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA (per i quali è stata comunque esclusa l'aggravante prevista quando il disastro effettivamente si verifica). Gli stessi ex Amministratori Delegati sono stati poi condannati al risarcimento del danno da determinarsi in separato giudizio civile con riconoscimento di una provvisoria quantificata complessivamente in 410.000 euro e al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite.

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, è in corso davanti al Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte, che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011. A fine 2013, l'accusa è stata estesa anche ai due anni successivi al 2011. Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,3 miliardi di euro. Il dibattimento è iniziato e sono in corso le udienze per l'esame dei testi.

Sono inoltre in corso processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile.

Contenziosi seriali

Si segnalano i seguenti contenziosi seriali.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso *al black-out* del 28 settembre 2003

A seguito del noto *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate, nei confronti di Enel Distribuzione, numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. La maggior parte dei giudizi

si è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di Enel Distribuzione. Al 31 dicembre 2013 i giudizi pendenti risultano essere circa 28.000 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti. Inoltre, visti i riferiti orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012, sono state avviate diverse azioni di recupero e concluse transazioni, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da Enel in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008, Enel ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di Enel. Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di Enel, dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi a utenti e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali di difesa.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

Con sentenza n. 2507/2010, il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento, l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato ricorso per ottenere la revocazione del suddetto provvedimento innanzi al Consiglio di Stato, che si è pronunciato con sentenza di rigetto in data 24 febbraio 2011.

È ancora pendente, invece, il ricorso proposto in data 29 ottobre 2010 dinanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo di Strasburgo al fine di ottenere la condanna nei confronti dello Stato Italiano a un risarcimento commisurato all'importo versato con la sanzione pagata. Con la citata sentenza, infatti, il

Consiglio di Stato, a giudizio di Enel, ha dato un'interpretazione del principio giuridico di legalità che si pone in contrasto con quanto solitamente affermato dalla giurisprudenza della Corte Europea.

A partire dalla fine del 2006 sono stati notificati a Enel numerosi atti di citazione da parte dei clienti, soprattutto di Campania e Calabria (con il supporto di alcune Associazioni di consumatori), che lamentavano la violazione di alcune delibere AEEG (nn. 200/99, 55/00 e 66/07) in relazione all'obbligo di adottare almeno una modalità gratuita di pagamento delle bollette e di evidenziarla nei documenti di fatturazione. Nei giudizi civili, i clienti hanno richiesto la restituzione di quanto pagato per spese postali e spesso anche il riconoscimento del maggior danno.

Al 31 dicembre 2013, i giudizi pendenti sono circa 47.900, ma il fenomeno sta registrando un progressivo decremento nella notifica di nuovi atti di citazione, in particolare a seguito dell'orientamento della Cassazione che nel 2011, negando che la norma contestata della delibera AEEG n. 200/99 potesse avere efficacia integrativa dei contratti di somministrazione in essere, ha stabilito l'infondatezza dell'azione per inadempimento contrattuale esercitata dai clienti, perché basata su una clausola inesistente.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG SpA in Italia, Enelpower ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 da una pronuncia della Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda circa il presunto inadempimento di Enelpower a un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania.

Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA, in relazione alla medesima questione, ottenendo una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che condanna Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. Albania BEG Ambient Shpk, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

Avendo la Corte di Cassazione albanese confermato la pronuncia di primo grado, Enelpower SpA ed Enel SpA hanno presentato ricorso alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità, con richiesta di condanna della Repubblica di Albania alla riparazione dei danni patrimoniali e non patrimoniali

li subiti. Tale procedimento è attualmente pendente.

Inoltre, nel febbraio 2012 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al *Tribunal de Grande Instance* di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa. Il procedimento è ancora in corso di svolgimento.

Successivamente, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti "*Saisie Conservatoire de Créances*" (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France e a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA analoga misura conservativa sempre per eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Successivamente Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento in detto Stato della sentenza albanese. Nelle more della prima udienza il giudice ha emesso nei confronti delle due società un ordine di astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di 597.493.543 dollari statunitensi.

Enel SpA ed Enelpower SpA si costituiranno in giudizio contestando sotto ogni profilo la fondatezza delle domande avversarie e attivando ogni iniziativa a tutela dei propri interessi. Infine, prosegue l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk in Albania. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedono la condanna di BEG SpA a risarcire il danno subito in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. La prossima udienza si terrà il 12 marzo 2015.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Pendono i seguenti quattro giudizi per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, di cui tre a carico di Enel Produzione e uno di Enel Distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche:

> per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa

- appaltatrice occorso nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2008, è stata contestata a Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo;
- > per un infortunio occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2009, è stata contestata a Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di lesioni colpose;
 - > per un infortunio mortale occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel di Termini Imerese nel 2008, Enel Produzione è stata rinviata a giudizio per rispondere di responsabilità amministrativa in relazione all'ipotesi di delitto di omicidio colposo;
 - > per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, è stata contestata a Enel Distribuzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo.
- I sopra elencati procedimenti sono ancora in fase dibattimentale.

(posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Nell'ambito del processo di privatizzazione CELF ha trasferito i propri asset ad Ampla Energia e Serviços SA (Ampla). Basilus ha poi intrapreso nel 1998 una azione legale nei confronti di Ampla, sostenendo che il trasferimento degli asset era stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti.

Nel marzo 2009 il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda e Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi ricorsi, accolti dal *Tribunal de Justiça Estadual* nel dicembre 2009. A fronte di tale pronuncia, Basilus ha presentato un ulteriore ricorso (c.d. "*Mandado de Segurança*") nel giugno 2011, poi rigettato. Successivamente Basilus ha presentato diversi ricorsi, alcuni dei quali ancora pendenti dinanzi al *Tribunal Superior de Justiça* di Brasilia.

Il valore del giudizio ammonta a 1.052 milioni di real brasiliani (circa 322 milioni di euro).

Contenzioso Josel - Spagna

Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha proposto un giudizio contro Endesa Distribución Eléctrica SL per la risoluzione del contratto di vendita di determinati immobili a causa della modificazione di qualificazione urbanistica degli stessi. Con tale domanda è stata richiesta la restituzione di oltre 85 milioni di euro più interessi. Endesa Distribución Eléctrica SL si è opposta alla richiesta di risoluzione del contratto presentata da Josel SL. Il 9 maggio 2011 è stata emessa sentenza di accoglimento della domanda in cui si stabilisce la risoluzione del contratto e l'obbligo di Endesa di restituire il prezzo di vendita oltre interessi e spese. Endesa ha proposto appello avverso tale provvedimento e in data 13 febbraio 2012 l'*Audiencia Provincial de Palma de Mallorca* ha annullato la sentenza di primo grado. Questa pronuncia è stata impugnata in data 19 marzo 2012 da Josel davanti al *Tribunal Supremo*. Endesa Distribución Eléctrica SL si è opposta al ricorso, con memoria del 14 dicembre 2012.

Contenzioso Basilus (già Meridional) - Brasile

La società di costruzioni brasiliana Basilus S/A Serviço, Empreendimento y Participações (già Meridional) era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF

Contenzioso CIEN - Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN e quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Nell'ambito del contenzioso Tractebel ha manifestato l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. È in corso di avvio la fase istruttoria. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 36 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel maggio 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 520 milioni di real brasiliani (circa 160 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.

Anche Furnas, nel dichiarare l'inadempimento di CIEN, pretende di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione.

Le ragioni di CIEN sono analoghe a quelle del precedente caso e, conclusasi la fase probatoria, si è in attesa della sentenza di primo grado.

Arbitrato Bocamina II - Cile

È in corso un contenzioso legato al contratto per la costruzione della seconda unità nell'impianto termoelettrico di Bocamina (c.d. "Bocamina II") stipulato nel 2007 da Endesa Chile con un Consorzio formato da Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda (insieme Tecnimont), Slovenske Energetické Strojarnje AS e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada (insieme SES). In data 16 ottobre 2012, a seguito di significative violazioni degli obblighi contrattuali da parte del Consorzio (tra cui il mancato rispetto del termine per la conclusione dei lavori), Endesa Chile ha proceduto all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie di SES non sono state ancora incassate in attesa della risoluzione di alcuni procedimenti cautelari avviati da quest'ultima società in Slovacchia. Successivamente, in data 17 ottobre 2012 Endesa Chile ha presentato richiesta di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi, fondata sui citati inadempimenti del Consorzio chiedendo un risarcimento di danni (in una fase successiva del processo quantificati in circa 373 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 270 milioni di euro).

Nell'ambito del procedimento arbitrale in corso il Consorzio ha presentato una domanda riconvenzionale nei confronti di Endesa Chile per un ammontare di circa 1.300 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 940 milioni di euro (la gran parte dei quali correlata all'asserito danno all'immagine sofferto da Tecnimont a seguito dell'escussione delle garanzie bancarie da parte di Endesa Chile). Tale procedimento, nel mese di aprile 2013, è stato consolidato – d'intesa tra le parti – con altro procedimento arbitrale avviato da SES nei confronti di Endesa Chile sempre innanzi alla Camera di Commercio di Parigi. Il procedimento è in corso, nel dicembre 2013 le parti hanno depositato le prime rispettive memorie.

Centrale Bocamina - Cile

In relazione alla centrale di Bocamina, sono sorte alcune tematiche di natura ambientale. In particolare, nel mese di

agosto 2013, la *Superintendencia de Medio Ambiente* (SMA) ha comunicato a Endesa Chile l'apertura di un procedimento sanzionatorio per una serie di presunte infrazioni in materia ambientale. Endesa Chile ha presentato, nel dicembre 2013, le proprie difese e si è in attesa della decisione della SMA. Inoltre, vari oppositori alla centrale (per es., pescatori) hanno presentato tre "*Recursos de Protección*" contro il funzionamento della centrale. Nell'ambito del secondo di tali ricorsi, nel mese di dicembre 2013 la Corte Suprema, revocando la precedente decisione della Corte d'Appello, ha concesso la misura cautelare richiesta dagli istanti, ordinando di fermare il gruppo II della centrale di Bocamina, il quale si trova, pertanto, attualmente fermo in attesa della decisione sul ricorso.

Arbitrato Electrica - Romania

In data 11 giugno 2007 Enel SpA ha stipulato con SC Electrica SA un *Privatization Agreement* della Electrica Muntenia Sud (EMS), avente a oggetto la cessione a Enel del 67,5% del capitale della società romena. Conformemente alle previsioni in tema di *unbundling*, a settembre 2008, le attività di distribuzione e quella di vendita dell'energia sono state attribuite rispettivamente a due nuove società, Enel Distributie Muntenia (già EMS) ed Enel Energie Muntenia (EEM). A dicembre 2009, Enel ha ceduto l'intero capitale delle due società a Enel Investment Holding BV (EIH).

In data 5 luglio 2013 Electrica ha notificato a Enel, EIH, EMS ed EEM (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni del *Privatization Agreement*.

Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre a interessi e ulteriori danni da quantificare.

Il procedimento è in corso.

Arbitrato LaGeo

Nell'ottobre del 2008, Enel Produzione (alla quale Enel Green Power è succeduta per effetto dell'atto di scissione del 2008) ha promosso un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi, contro Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e Inversiones Energéticas

S.A. de C.V. (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 di scopo salvadoregna LaGeo. Tale patto parasociale prevedeva da un lato il diritto di Enel Produzione di finanziare gli investimenti di LaGeo per la realizzazione di centrali geotermiche in El Salvador, imputando ad aumento di capitale i pagamenti effettuati, dall'altro il dovere di LaGeo di distribuire interamente gli utili della società.

Dopo una prima fase, il socio INE si è rifiutato di dare esecuzione al patto parasociale, non permettendo 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 degli obblighi previsti dal patto nonché al risarcimento di danni per 30 milioni di dollari statunitensi, oltre a interessi, tasse e spese legali o, in alternativa, (ii) al risarcimento di danni quantificati complessivamente in 264,2 milioni di dollari statunitensi, oltre a interessi, tasse e spese legali. Costituendosi, INE ha richiesto l'estromissione di CEL e ha presentato una domanda riconvenzionale per il risarcimento dei danni asseritamente provocati dalla cattiva esecuzione dei lavori da parte di Enel Green Power.

Il collegio arbitrale, con decisione del luglio 2011, nell'accogliere integralmente le pretese di Enel Green Power e nel respingere quelle risarcitorie avanzate da INE, ha riconosciuto:

- > il diritto di Enel Green Power a partecipare a un aumento di capitale della società sottoscrivendo circa 9 milioni di azioni per un controvalore di circa 127 milioni di dollari statunitensi;
- > il dovere di LaGeo di distribuire gli utili realizzati nel 2008 e nel 2009.

Il lodo è stato successivamente confermato dalla Corte d'Appello di Parigi (sentenza dell'8 gennaio 2013). Pende ancora il giudizio proposto da INE davanti alla Corte di Cassazione.

Nel mese di luglio 2013 il Parlamento salvadoregno ha approvato una legge che ha stabilito l'uscita del Paese 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 l'abrogazione divenisse efficace, 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, il Procuratore della Repubblica di El Salvador ha depositato i risultati di un'inchiesta sull'acquisizione di LaGeo da parte del Gruppo Enel nel 2002. L'istruttoria si è chiusa ed Enel Green Power El Salvador è stata convocata come responsabile civile a un'udienza istruttoria per peculato nei confronti di numerosi funzionari pubblici, due ex dipendenti di Enel Green Power e l'avvocato che seguì per Enel Green Power l'operazione di costituzione e vendita di quote di LaGeo.

La ricostruzione dei fatti dedotta dalla Procura della Repubblica è sostanzialmente coincidente con quella già operata da INE in sede arbitrale e lì riconosciuta infondata.

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 Espana, "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.

Contenziosi fiscali in Brasile

> Nel 1998, Ampla Energia e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivallesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005, Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che ha comportato il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti. In data 6 novembre 2012, la *Camara Superior de Recur-*

sos Fiscales (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento ("*Embargo de Declaração*") e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e intende proseguire il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (*Tribunal Superior de Justiça*). Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2013 è di circa 260 milioni di euro.

> Nel 2002, lo Stato di Rio de Janeiro ha modificato i termini per il versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) da parte dei sostituti di imposta (giorno 10, 20 e 30 di ogni mese - "*Ley Beneficida*"). A causa di problemi di liquidità, Ampla Energia e Serviços SA – da settembre 2002 a febbraio 2005 – ha continuato a pagare l'ICMS in conformità al precedente regime (ovvero il giorno 5 del mese successivo a quello di riferimento). Nonostante il raggiungimento di un accordo informale, l'Amministrazione Finanziaria brasiliana ha emesso un *acta* per il ritardato pagamento dell'ICMS ("*multa de demora*"). Ampla ha presentato ricorso (ultimo grado del giudizio amministrativo) evidenziando che le sanzioni comminate non sarebbero dovute per effetto dell'applicazione di alcune leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006. Nel caso di esito negativo, la società proseguirà il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario. Ancorché l'esito dell'ultimo grado amministrativo di giudizio non sia ancora noto, a seguito dell'iscrizione nel Registro Pubblico dello Stato di Rio de Janeiro dell'importo richiesto, Ampla ha dovuto presentare una garanzia. Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2013 è di circa 71 milioni di euro.

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

Emissione di strumenti finanziari ibridi

In data 8 gennaio 2014, è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligaziona-

ri non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 61 anni, denominati in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo pari a circa 1,6 miliardi di euro. L'emissione è effettuata in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel, in data 7 maggio 2013.

Tale emissione si colloca nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

L'operazione è strutturata nelle seguenti due *tranche*:

- > 1.000 milioni di euro con scadenza 15 gennaio 2075, emessi a un prezzo di 99,368, con cedola fissa annuale del 5% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 gennaio 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari allo *Euro Swap Rate* a cinque anni incrementato di un margine di 364,8 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 gennaio 2025, e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 gennaio 2040;
- > 500 milioni di sterline inglesi con scadenza 15 settembre 2076, emesse a un prezzo di 99,317, con cedola fissa annuale del 6,625% (oggetto di uno *swap* in euro a un tasso di circa il 5,60%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 settembre 2021. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *GBP Swap Rate* a cinque anni incrementato di un margine di 408,9 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 settembre 2026, e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 settembre 2041.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto, per la *tranche* in euro, da Banca Imi, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria SA, BNP Paribas, Crédit Agricole-CIB, Deutsche Bank, ING, J.P. Morgan, Mediobanca, Natixis, Société Générale Corporate & Investment Banking, UniCredit Bank, e, per la *tranche* in sterline, da Barclays, BNP Paribas, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, The Royal Bank of Scotland, Santander Global Banking & Markets, UBS Investment Bank.

Accordo per lo sviluppo di geotermia e *smart grids* in Messico

In data 13 gennaio 2014, Enel ha siglato un accordo con l'*Instituto de Investigaciones Eléctricas*, l'ente messicano di ricerca per il settore elettrico, finalizzato alla cooperazione nell'ambito della generazione geotermica e delle *smart grids*. Con questo accordo le due parti collaboreranno per lo scambio di informazioni ed esperienze nei settori delle *smart grids* e della generazione geotermica attraverso la realizzazione di progetti pilota, programmi di formazione e trasferi-

mento di tecnologia nelle rispettive aree di interesse.

L'obiettivo del Governo messicano è quello di realizzare progetti per lo sviluppo delle *smart grids* nel Paese, migliorando l'efficienza e la qualità del servizio. A ciò si aggiunge la diversificazione delle fonti di generazione come fattore chiave per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento attraverso l'aumento del contributo delle rinnovabili al mix energetico del Paese.

Acquisto di un ulteriore 15,13% delle azioni di Coelce

Nell'ottica del piano di riorganizzazione delle partecipazioni in America Latina conseguente all'aumento di capitale di Enersis effettuato nel corso del 2013, in data 14 gennaio 2014, Enersis, la controllata cilena del Gruppo Enel, ha lanciato una Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) non ostile per circa il 42% di Companhia Energética do Ceará (Coelce), operante nel settore della distribuzione elettrica in Brasile, di cui già possiede indirettamente circa il 58%. A conclusione del periodo di offerta, in data 17 febbraio 2014, Enersis ha acquistato nella Borsa brasiliana Bovespa il 15,13% del capitale della società, con un esborso pari a circa 242 milioni di dollari statunitensi (176 milioni di euro). Solo per la categoria di azioni ordinarie, in conformità alla legislazione brasiliana, l'offerta resterà aperta per ulteriori 90 giorni, al fine di dare agli azionisti che non si erano espressi nei precedenti 33 giorni il tempo necessario per decidere.

Aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia

In data 15 gennaio 2014, Eni ha annunciato al mercato la cessione alla società russa Yamal Development della quota del 60% di Artic Russia detenuta da Eni International. Tenuto conto degli accordi stipulati tra Itera e il Gruppo Enel prima del completamento della vendita della sua quota del 40% in Artic Russia, il Gruppo ha inviato alla stessa Itera la richiesta di un adeguamento del prezzo di acquisto di Artic Russia per circa 112 milioni di dollari statunitensi.

41. Piani di incentivazione a base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati attuati con cadenza annuale in ambito aziendale piani a base azionaria (ossia, piani di *stock option* e piani di *restricted share units*) intesi a dotare il Gruppo Enel – in linea con la prassi internazionale e delle maggiori società italiane quotate in Borsa – di uno strumento di incentivazione e di fidelizzazione del *management*, in grado a sua volta di sviluppare per le risorse chiave il senso di appartenenza all'Azienda e di assicurarne nel tempo una costante tensione alla creazione di valore, determinando in tal modo una convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.

Vengono quindi di seguito fornite indicazioni sui piani di incentivazione a base azionaria adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2013.

Piano di *stock option* 2008

Il Piano 2008 prevede l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni personali e intrasferibili *inter vivos* relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. Le principali caratteristiche del Piano 2008 sono di seguito evidenziate.

Destinatari

Per quanto riguarda i destinatari del Piano – tra cui figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – tale strumento è rivolto esclusivamente a un ristretto novero di posizioni dirigenziali, coincidenti con la prima linea di riporto del Vertice aziendale. Da tale piano è stato escluso il direttore della Divisione Infrastrutture e Reti, al quale sono stati assegnati altri strumenti di incentivazione caratterizzati da obiettivi specifici attinenti alla relativa area di business. Tale esclusione trova fondamento nell'obbligo in capo a Enel – connesso alla piena liberalizzazione del settore elettrico intervenuta a decorrere dal 1° luglio 2007 – di porre in essere un *unbundling* amministrativo e contabile, tale da separare le attività facenti capo alla Divisione Infrastrutture e Reti dalle attività delle altre aree di business del Gruppo. I destinatari sono stati suddivisi in due differenti fasce (nella prima delle quali rientra il solo Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale) e il quantitativo base di opzioni assegnate a ciascuno di essi è stato individuato in

funzione della retribuzione annua lorda dei diversi destinatari e del rilievo strategico della posizione da ciascuno di essi ricoperta, nonché del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione *mortis causa*) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano.

L'esercizio delle opzioni è subordinato al raggiungimento di due obiettivi di carattere gestionale, calcolati entrambi su base consolidata triennale: (i) l'*"earning per share"* (EPS, rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero di azioni Enel in circolazione) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei budget degli anni di riferimento, e (ii) il *"return on average capital employed"* (ROACE, rappresentato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto medio) relativo al triennio 2008-2010, anch'esso calcolato in base agli importi indicati nei budget degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento di tali obiettivi, la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene sulla base di una scala di performance fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel e può variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il livello di raggiungimento degli indicati obiettivi di carattere gestionale, le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* annuali della durata indicativa di un mese ciascuno (individuati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione).

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 8,075, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008.

Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 7,118, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento in Borsa del titolo Enel.

La sottoscrizione delle azioni risulta a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega

quinquennale ad aumentare il capitale sociale a pagamento, per un massimo di 9.623.735 euro. Il Consiglio di Amministrazione ha sopraspeduto dal dare attuazione a tale delega, alla luce dell'andamento del titolo Enel in Borsa.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è accertato che nel corso del triennio 2008-2010 sia l'EPS sia il ROACE si sono posizionati a un livello superiore rispetto a quello indicato nei budget degli anni di riferimento, facendo divenire in tal modo esercitabile un numero di opzioni pari al 120% di quelle originariamente assegnate ai destinatari, in applicazione dell'apposita scala di performance fissata dal Consiglio di Amministrazione.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *stock option* 2008.

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	Strike price	Verifica condizioni del Piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2012	Opzioni decadute fino al 31.12.2012	Opzioni decadute nel 2013	Opzioni esistenti al 31.12.2013
8.019.779 ⁽¹⁾	16 dirigenti del Gruppo	euro 8,075 ⁽²⁾	Opzioni esercitabili	Nessuna	Nessuna	Nessuna	9.623.735

(1) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel, in occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento dei due obiettivi gestionali sopra indicati (EPS e ROACE), risultano divenute effettivamente esercitabili n. 9.623.735 opzioni.

(2) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 7,118 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel in Borsa derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.

Riconoscimento di un *bonus* correlato alla porzione dei dividendi riconducibile a dismissione di *asset*, da attribuire in concomitanza con l'esercizio di *stock option*

Nel mese di marzo 2004 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di attribuire – a decorrere dal 2004, in favore dei destinatari dei diversi piani di *stock option* che esercitino le opzioni loro assegnate – un apposito *bonus*, la cui misura è previsto venga di volta in volta determinata dal Consiglio

stesso in occasione dell'adozione di deliberazioni concernenti la destinazione degli utili e che risulta parametrata alla quota dei "dividendi da dismissioni" (come di seguito definiti) distribuiti dopo l'assegnazione delle opzioni.

Presupposto di tale iniziativa è che la quota parte di dividendi riconducibile a operazioni straordinarie di dismissione di *asset* patrimoniali e/o finanziari (c.d. "dividendi da dismissioni") sia da configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'Azienda, suscettibile come tale di determinare riflessi sull'andamento del titolo.

Beneficiari di tale *bonus* sono quindi i destinatari dei piani di *stock option* che, per il fatto di trovarsi (per libera scelta ovvero per i vincoli posti dalle condizioni di esercizio o dai *vesting period*) a esercitare le opzioni loro assegnate in un momento successivo a quello dello stacco dei suddetti "dividendi da

dismissioni", possano risultare penalizzati da tale situazione. Tale *bonus* non è invece riconosciuto per la porzione di dividendi di altra natura, quali quelli riconducibili alla gestione corrente ovvero a rimborsi provenienti da provvedimenti regolatori.

In concreto, a decorrere dal 2004 i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, in sede di esercizio delle opzioni loro assegnate, una somma pari ai "dividendi da dismissioni" che risultino essere stati distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle opzioni e prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.

In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a de-

correre dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un *bonus* pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2013 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,31% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo dell'1,41%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione intervenuta nel corso degli esercizi 2011, 2012 e 2013 dei piani di *stock option* adottati da parte di Enel, con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Evoluzione dei piani di *stock option*

Numero di opzioni	Piano 2008
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2011	9.623.735 ⁽¹⁾
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2011	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2011	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2011	9.623.735 ⁽¹⁾
Opzioni decadute nel 2012	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2012	9.623.735 ⁽¹⁾
Opzioni decadute nel 2013	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2013	9.623.735 ⁽¹⁾
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	0,17
Volatilità	21%
Scadenza opzioni	Dicembre 2014

(1) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008, sono divenute effettivamente esercitabili n. 9.623.735 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (n. 8.019.779 opzioni).

Piano di *restricted share units* 2008

Nel giugno 2008 l'Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione denominato Piano di *restricted share units* – legato anch'esso all'andamento dell'azione Enel – che si differenzia dai piani di *stock*

option in quanto non comporta l'emissione di nuove azioni ed è quindi privo di effetti diluitivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell'assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro pari al prodotto del numero delle *units* esercitate per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l'esercizio delle *units* stesse.

Destinatari

Il Piano di *restricted share units* è stato indirizzato alla generalità del management del Gruppo Enel (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale), a eccezione dei dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano di *stock option* 2008. I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce e il quantitativo base di *units* assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto all'esercizio delle *units* – e alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione *mortis causa*) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano. Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato anzitutto individuato un obiettivo di carattere gestionale (c.d. "obiettivo cancello") – avente natura di condizione sospensiva vera e propria – rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al biennio 2008-2009, calcolato in base agli importi indicati nei budget degli anni di riferimento; e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei budget degli anni di riferimento.

In caso di raggiungimento del c.d. "obiettivo cancello", la determinazione del quantitativo di *units* effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di *performance*, rappresentato:

> quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento all'arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telemati-

co di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito dall'indice FTSE Italia All Share, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%); e

> quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – sempre in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito nel corso del 2009 dall'indice FTSE Italia All Share, secondo quanto sopra indicato – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%);

e potrà variare – rispetto al quantitativo base di *units* assegnate – in aumento o in diminuzione, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una specifica scala di *performance*.

In caso di mancato conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" durante il biennio sopra indicato, è comunque prevista per la prima quota pari al 50% delle *units* assegnate una possibilità di recupero condizionata al raggiungimento del medesimo "obiettivo cancello" nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra. È altresì prevista la possibilità di equiparare il posizionamento dell'obiettivo di performance registrato nel biennio 2008-2009 a quello registrato dal medesimo obiettivo nel triennio 2008-2010, qualora il livello di performance del triennio risulti superiore a quello del biennio, con conseguente recupero del quantitativo delle *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di performance e a condizione che il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate non abbia formato ancora oggetto di esercizio.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" nonché il livello di raggiungimento dell'obiettivo di *performance*, le *units* assegnate possono essere esercitate per una quota del 50% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 50% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le *units* il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegna-

zione. In ogni caso le *units* risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di quattro “finestre” temporali della durata di dieci giorni lavorativi ciascuna (da comunicarsi di volta in volta da parte di Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, è stato accertato quanto segue. Per quanto riguarda il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 risulta essere stato conseguito il c.d. “obiettivo cancello” concernente il superamento dell’EBITDA di Gruppo e al contempo la performance dell’azione Enel è risultata leggermente superiore rispetto a quella dell’indice di riferimento, posizionandosi nella scala di performance a un livello tale da consentire l’esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate. Per quanto riguarda il residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che anche nel corso del triennio 2008-2010 risulta essere stato conseguito il c.d. “obiettivo cancello” concernente il superamento dell’EBITDA di Gruppo, mentre la performance dell’azione Enel è risultata ben superiore rispetto a quella dell’indice di riferimento, posizionandosi nella scala di performance a un livello tale da consentire quindi l’esercitabilità di un numero di *units* pari al 120% di quelle originariamente assegnate. Tenuto conto che il posizionamento dell’obiettivo di performance registrato nel triennio 2008-2010 è risultato pertanto superiore a quello registrato nel biennio 2008-2009, ne consegue la possibilità di recuperare il quantitativo di *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio 2008-2009 a causa del peggiore posizionamento dell’obiettivo di performance in capo ai destinatari che non abbiano ancora esercitato il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate prima dell’accertamento degli obiettivi riferiti al triennio 2008-2010.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 2011	357.746
<i>di cui esercitabili al 31 dicembre 2011</i>	<i>357.746</i>
RSU decadute nel 2012	-
RSU esercitate nel 2012	103.432
RSU esistenti al 31 dicembre 2012	254.314
<i>di cui esercitabili al 31 dicembre 2012</i>	<i>254.314</i>
RSU decadute nel 2013	-
RSU esercitate nel 2013	24.540
RSU esistenti al 31 dicembre 2013	229.774
<i>di cui esercitabili al 31 dicembre 2013</i>	<i>229.774</i>
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	3,16
<i>Fair value</i> al 31 dicembre 2013 (euro)	3,72
Scadenza <i>restricted share units</i>	Dicembre 2014



Corporate
governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA e del Gruppo societario che a essa fa capo è conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate ⁽¹⁾, 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 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:

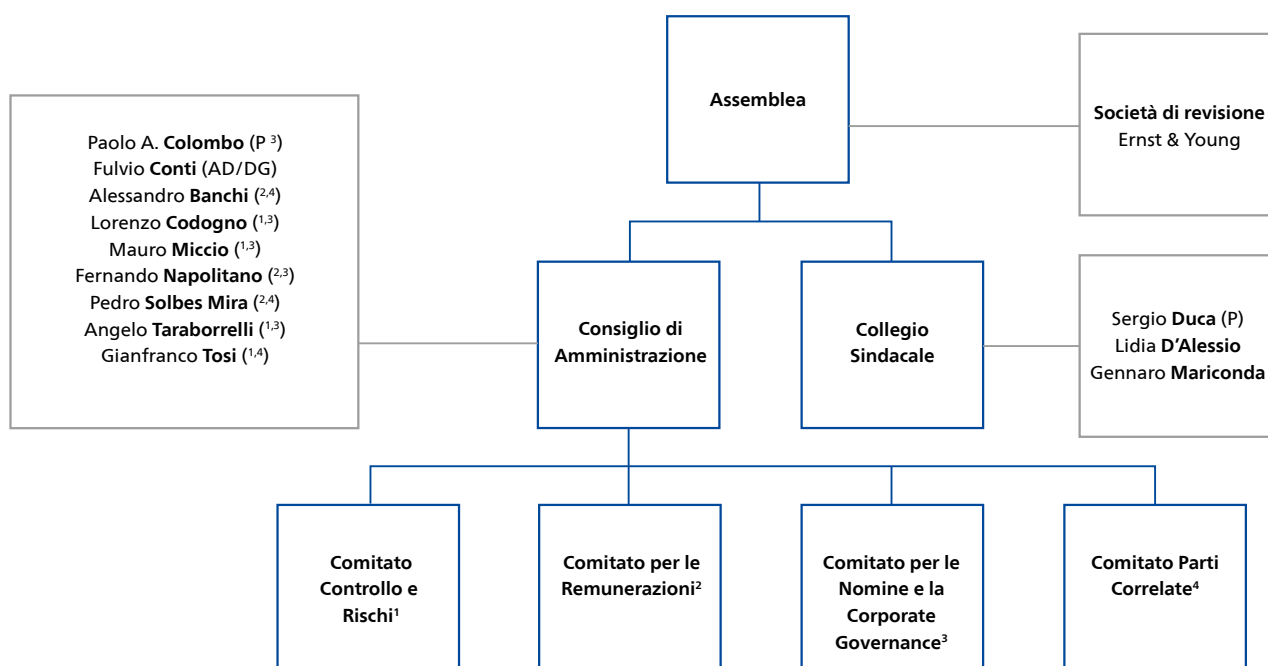
- > di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione aziendale;
- > di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento del-

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.

(1) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo <http://www.borsaitaliana.it>).



Per informazioni dettagliate sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

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

relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel 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 Fulvio Conti e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 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 è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 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 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, 11 marzo 2014

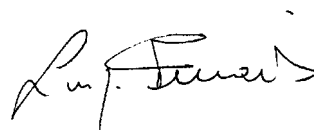
Fulvio Conti

Amministratore Delegato di Enel SpA



Luigi Ferraris

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA







Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'articolo 126 della Deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 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, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00%
Controllante									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Black River Inc. Hydro Development Group Inc.	50,00% 50,00%	68,29%
3SUN Srl	Catania	Italia	180.030.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Proporzionale	Enel Green Power SpA	33,33%	22,76%
Adams Solar PV Project Two (Pty) Limited	Città del Capo	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	500.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Proporzionale	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de Cv	Colonia Escalón	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,66%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía S En C de Cv	Colonia Escalón	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,66%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	80,00%	27,32%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	6.601.120.747,00	CLP	Servizi idrici	Integrale	Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	53,06% 25,82%	30,70%
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra Inversud SA Chilectra SA Endesa Brasil SA Energis SA	21,02% 10,34% 46,89% 21,38%	51,14%
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	901.520,00	EUR	Sviluppo regionale	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Apicàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	10.500,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Aquilae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41%	78,63%
Atacama Finance Co	Isole Cayman	Isole Cayman	6.300.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatagama Holding Ltda	99,90%	17,16%
							Gas Atacama SA	0,10%	
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,68%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	10.001,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Ayesa Advanced Technologies SA	Siviglia	Spagna	663.520,00	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa Servicios SL	22,00%	20,25%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	17,07%
							Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	17,07%
							Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	10,00%	68,29%
							Sweetwater Hydroelectric Inc.	90,00%	
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	30,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,22%
Blue Line Valea Nucarilor Srl	Bucarest	Romania	400.000.600,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.008,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Hydropower Inc.	100,00%	68,29%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
Bosmat SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	68,23%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	32,00%	68,29%
							Chi Idaho Inc.	68,00%	
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bp Hydro Associates	75,92%	68,29%
							Fulcrum Inc.	24,08%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Development Holdings LLC	49,00%	33,46%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc.	69,35%	68,29%
							Chi West Inc.	29,65%	
							El Dorado Hydro	1,00%	
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
CalBatt Srl	Rende (CS)	Italia	10.001,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Camposgen - Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Pp - Co-Geração SA	20,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	80,00%	
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.480,00	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	46,03%
							Endesa Generación SA	49,99%	
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	84.700,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Posseduta per la vendita	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,57%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	68,29%
							Chi Hydroelectric Company Inc.	99,90%	
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	99,75%	46,50%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA (già Sociedad Inversora Dock Sud SA)	69,99%	22,32%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	75,00%	25,74%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	46,62%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	25,91%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Proporzionale	Hidroeléctrica El Chocón SA	33,20%	9,02%
							Central Dock Sud SA	6,40%	
							Endesa Costanera SA	1,30%	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	17,07%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Nuclenor SA	0,69%	22,02%
							Endesa Generación SA	23,57%	
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom Mochovce 6	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Chepei Desarrollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	223.727.429,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc..	100,00%	68,29%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc..	1,00% 99,00%	68,29%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	99,08% 0,01%	55,30%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	16,73%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	39,13% 9,35%	27,01%
Cogeneración El Salto SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	36.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00%	15,56%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	15,56%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	19.622.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	58,87%	27,44%
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	30,00%	23,34%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	46,68%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE (in liquidazione)	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	49,00% 51,00%	77,80%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	46,62%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Argentina	14.175.999,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	46,62%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	331.815.034.140,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	3,78%	34,32%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	96,21%	
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Hydroelectric Project	Integrale	Generalima SA	100,00%	55,81%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	35,63%	27,72%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	800.003,00	EUR	Trasporto di gas naturale	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	43,43%
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel Insurance NV	100,00%	96,03%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	100,00%
							Enel Ingegneria e Ricerca SpA	49,00%	
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	95,00%	68,29%
							Gauley River Power Partners LP	5,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	55,87%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Progettazione e servizi di consulenza	Proporzionale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	17,16%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	41.742.265.201,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Copenhagen Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	50,00%	68,29%
							Hydro Development Group Inc.	50,00%	
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Courtenay Wind Farm LLC	Bismarck (North Dakota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Cte - Central Térmica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Posseduta per la vendita	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
De Rock'I Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Desarrollo de Fuerzas Renovables, Srl de Cv	Messico DF	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,29%
							Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Dioflash (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Diseño de Sistemas en silicio SA (in liquidazione amministrazione in concordato)	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	13,25%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	55,00%	92,06%
							Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Codensa SA ESP	49,00%	13,23%
Distribuidora Eléctrica delTenerife Puerto de La Cruz SA	Spagna	Spagna	12.621.210,00	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	27,19%	28,42%
							Chilectra SA	23,42%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	0,89%	
Dominica Energía Limpia Srl de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	13.252.205,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735,00	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA	54,20%	20,91%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	29,40%	
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Eevm - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Eol Verde Energia Eólica SA	50,00%	29,17%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	68,29%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc.	17,50%	68,29%
							Chi West Inc.	82,50%	
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	20.242,26	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA	4,32%	42,06%
							Endesa Generación SA	40,99%	
Elcomex Eol Srl	Cernavoda	Romania	1.000.000,00	RON	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,90%	
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	45,99%
Electra Capital (Pty) Ltd	Città del Capo	Repubblica del Sudafrica	755.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Eléctrica Cabo Blanco SA (già Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA)	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	80,00%	55,81%
							Generalima SA	20,00%	
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	43,69%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Electrogas SA	Santiago	Cile	61.832.327,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	21,05%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA	21,61% 26,87%	21,05%
Emittente Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	40,75%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	80,00%	62,24%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,68%	42,16%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	39.699.630.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,34%	10,90%
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra SA Districlec Inversora SA	22,24% 20,85% 56,36%	39,96%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Eléctrica Cabo Blanco SA (già Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA) Generalima SA	60,00% 36,50%	53,85%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	21.919.629.030,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,23%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	200.319.020,73	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	31,01%
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	14.395.879.488,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,90% 0,01%	68,17%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	1.331.714.090.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	59,98%	33,47%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa Latinoamérica SA	11,11%	10,23%
En-Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA Endesa Brasil SA	0,01% 99,99%	46,62%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,34%	33,48%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.028.760.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra Inversud SA	5,94%	46,62%
							Chilectra SA	5,33%	
							Edegel SA	4,00%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	34,64%	
							Enersis SA	50,09%	
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Finanziaria	Integrale	International Endesa BV	100,00%	92,06%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Cemsá SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	55,00%	45,76%
							Endesa Argentina SA	45,00%	
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Southern Cone Power Argentina SA	1,15%	25,33%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	24,85%	
							Endesa Argentina SA	49,68%	
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	462.100.301.000,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	45.261.350,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni nel settore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	0,20%	91,97%
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Endesa Generación SA	99,20%	
							Enel Green Power España SL	0,20%	
							Energías de Aragón II SL	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.945.329.830,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	714.985.850,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Albania Shpk (in liquidazione)	Tirana	Albania	73.230.000,00	ALL	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary (Alberta)	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc..	100,00%	68,29%
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Eolico	Integrale	Newind Group Inc. Chi Hydroelectric Company Inc. Enel Green Power Canada Inc..	0,10% 82,05% 17,85%	68,29%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.008.224.172,92	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,29%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	100,00%	68,29%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000,00	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	50,06%	34,18%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Gas Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici (holding)	Proporzionale	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.017.956,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Canada Inc..	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canaro Srl	Roma	Italia	10.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydromac Energy BV Enel Green Power Latin America Ltda	0,01% 99,99%	68,23%
Enel Green Power Colombia	Bogotá DC	Colombia	10.000,00	COP	Produzione energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Costa Rica	San José	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Cutro Srl	Cutro	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,29%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	100,00%	68,29%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.509.360,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Endesa Generación SA	60,00% 40,00%	77,80%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.834.623,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	70,00%	47,80%
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	98.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	50,57%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	98,00% 2,00%	68,29%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.687.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari AŞ	Istanbul	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	98,99%	67,60%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	0,01%	68,23%
							Hydromac Energy BV	99,90%	
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	5.125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Brasil SA	1,00%	68,07%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	5.125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Brasil SA	1,00%	68,07%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	14.520.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.998.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nusenii	Romania	890.000.500,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Enel Green Power Salto Apiacás SA	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	54,63%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	68,29%	68,29%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.972.400,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,28%
Enel Green Power TSS Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	68,29%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Italia	30.000.000,00	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Endesa SA Enel Investment Holding BV	50,00% 50,00%	96,03%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Lease Eurl (già Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl)	Lione	Francia	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel OGG-5 OJSC (già OGG-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazione di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	3.030.000,00	EUR	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	68,29%
Enel Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia d.o.o.	Belgrado	Serbia	300.000,00	EUR	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	EUR	Trading e logistica dei combustibili. Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Energia SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltda	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000,00	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,29%
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98% 17,98%	27,98%
Enercampo - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	30,00% 70,00%	77,80%
Energética de Rosselló AIE	Barcelona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	10.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA	100,00%	17,16%
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000,00	EUR	Biomasse	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	10.003.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,90%	68,23%
							Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	0,01%	
Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,96%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	51,87%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	53,23%
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	59,90%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	0,01%	68,29%
							Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación SA	32,00%	29,46%
Energosluzby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazione di servizi alle imprese	-	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	13,20%
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,58	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	40,97%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Posseduta per la vendita	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Enerzis SA	Santiago	Cile	5.669.280,72	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	20,30%	55,81%
							Endesa Latinoamérica SA	40,32%	
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	88,80%	60,64%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Trattamento e distribuzione delle acque	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,35%
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Eolflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	99,95%	46,59%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	39,29%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.538,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México Srl de Cv	39,50% 56,98%	65,88%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	42,79%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	46,68%
Erecosalz SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	18.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	33,00%	25,67%
Erfei AIE (in liquidazione)	Tarragona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	42,00%	32,67%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	70,00%	54,46%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	57,26%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	50,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	38,90%
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	19,45%
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Futuresolar Srl	Bucarest	Romania	30.100.000,00	RON	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Gas Atacama SA	99,90%	17,16%
							Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,05%	
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatamarca Holding Ltda	100,00%	17,16%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.000,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Generación Portugal SA	28,00%	92,04%
							Endesa Gas SAU	72,00%	
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Energex Co	42,71%	17,16%
							Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,03%	
							Gas Atacama SA	57,23%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	17,16%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	18.638,52	CLP	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	0,12%	17,16%
							Gas Atacama Chile SA	99,88%	
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Gauley River Management Corporation	Williston (Vermont)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Power Partners LP	Williston (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Gauley River Management Corporation	100,00%	68,29%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	64.779.811.451,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Geotérmica Nicaragüense SA	Managua	Nicaragua	63.161.750,00	NIO	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Geronimo Huron Wind Farm LLC	Michigan	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	33,60%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	11,16%
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Proporzionale	Gasoducto Taltal SA	50,00%	17,16%
							Gas Atacama Chile SA	50,00%	
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	23.936.710,00	EUR	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Green Fuel Corporación SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.717.049,55	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	24,24%	18,86%
GreenLab Engineering Srl	Mentana (RM)	Italia	14.001,00	EUR	Progettazione e ricerca	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	21,88%
							Endesa Argentina SA	6,19%	
							Hidroinvest SA	59,00%	
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	41,94%	32,17%
							Endesa Argentina SA	54,15%	
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA	10,00%	92,05%
							Endesa Generación SA	90,00%	
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	Colonia Escalón	El Salvador	404.930,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,66%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	USA	12,25	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydrogen Park-Marghera per l'idrogeno Srl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
ICT Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enersis SA	99,00%	55,80%
							Chilectra SA	1,00%	
I-EM Srl	Torino	Italia	10.001,00	EUR	Progettazione e sviluppo	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
IMA Engineering Solutions. Srl	Prahova	Romania	90.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	1,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	98,90%	
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,00%	34,31%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	13,16%
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	25.916.800.510,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Servizi Srl	13,04%	13,04%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	10.346.310,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	69,85% 30,15%	55,65%
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	17,16%
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	27,01%
Inversora Dock Sud SA (già Sociedad Inversora Dock Sud SA)	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	57,14%	31,89%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Kalenta Ltd	Maroussi	Grecia	2.367.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	657.000,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda Co ₂ AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	36,20%	24,72%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	7,50%	68,29%
							Essex Company	92,50%	
Lipetskenergosbyt LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt C LLC	75,00%	18,93%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	99,00%	68,29%
							Lower Saranac Corporation	1,00%	
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis SA	0,10%	55,30%
							Chilectra SA	99,90%	
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Management Buildings Company Srl	Podari	Romania	14.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	0,71%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,29%	
Marcelline Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marko PV Energy SA	Maroussi	Grecia	420.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Matrigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Proporzionale	Nucenor SA	50,00%	23,02%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhydro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.601,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Trade Wind Energy LLC	100,00%	68,29%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Minas de Esteruel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	11,67%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	28,40%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Missisquoi Associates GP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	68,29%
							Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	1,00%	
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	33,46%
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Myrini Energiaki SA	Maroussi	Grecia	420.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	68,29%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	99,00%	68,29%
							Sweetwater Hydroelectric Inc.	1,00%	
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc..	100,00%	68,29%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Nucenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Proporzionale	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL (amministrazione in concordato)	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	55,24%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	54.410.000,00	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpečnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di <i>security</i>	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Odell Wind Farm LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000,00	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	18,41%
							Endesa Energía SA	11,50%	
							Endesa Energía XXI SL	2,96%	
							Endesa Gas SAU	0,35%	
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	100,00%	56,43%
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	58,05%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	<i>Equity</i>	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcellona	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	<i>Equity</i>	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	<i>Equity</i>	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	88.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de Coulours SARL	Lione	Francia	1.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	88.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	75,00%	58,35%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,16%	39,02%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	63,79%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,67%	51,09%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,35%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico Finc.a de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945,30	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	0,04% 99,00%	67,63%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	58,74%
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	40,45%
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	45,12%
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	34,57%	65,17%
							Enel Green Power Chile Ltda	60,92%	
Pegop - Energia Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	46,03%
							Endesa Generación SA	49,98%	
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	40,31%	42,67%
							Enel Green Power SpA	22,17%	
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	33,44%	22,84%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
PH Río Volcán SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	34,32%	23,44%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	43,66%
Powercer - Sociedade de Cogeração de Vialonga SA	Loures	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,00%	23,34%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Pp - Co-Geração SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	77,80%
Pragma Energy SA (in liquidazione)	Lugano	Svizzera	4.000.000,00	CHF	Trading di carbone	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	51,22%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	64,49%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	66,13%
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Prof-Energio LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	100,00%	56,43%
Progas SA	Santiago	Cile	1.526.000,00	CLP	Distribuzione di gas	Proporzionale	Gas Atacama SA Gas Atacama Chile SA	0,10% 99,90%	17,16%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Promociones y Desarrollo Sector Levante SL	Madrid	Spagna	6.000,00	EUR	Attività immobiliare	Equity	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.335,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	41,43%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
Puignerel AIE (in liquidazione)	Barcellona	Spagna	11.299.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Pulida Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Pyrates Associates GP	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	50,00% 50,00%	68,29%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.510,61	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	9,00	USD	Telecomunicazioni	-	Endesa Latinoamérica SA	11,11%	10,23%
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	42,83% 0,01% 51,00%	64,08%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	17,50% 82,50%	68,29%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Ronfegen - Recursos Energéticos Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00% 90,00%	77,80%
Rusenergosbyt C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	5.100,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt LLC	51,00%	25,25%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Proporzionale	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rusenergosbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Proporzionale	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	19,98%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	0,01% 99,99%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA (in liquidazione)	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bypass Power Company Chi West Inc.	1,00% 99,00%	68,29%
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	30.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia idroelettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaíazere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	99,99% 0,01%	68,29%
SF Energy Srl	Rovereto	Italia	7.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydro Srl	41,55%	41,55%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	55,00%	42,79%
Sistema de Gestión Energética en la Nube SL	Madrid	Spagna	3.461,00	EUR	Ricerca, progettazione e sviluppo	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,03%	0,03%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	12,99%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	21,88%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	74,69%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	18.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
SMART-I Srl	Roma	Italia	10.201,00	EUR	Ricerca, progettazione e sviluppo	Proporzionale	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	68,29%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	19.028.480.104,00	CLP	Attività di ingegneria	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,01%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	50,37%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.040,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	46,68%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Inversora Codensa Sas	4,90%	21,31%
							Emgesa SA ESP	94,95%	
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Proporzionale	Agatos Green Power Trino	100,00%	27,32%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA "in breve Galsi SpA"	Milano	Italia	37.419.179,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,62%	15,62%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	21.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Solar Morea Energiaki SA	Maroussi	Grecia	4.000.890,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	28,01%
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,68%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	1,97%	33,49%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	98,03%	
South Fork Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	65,13%
							Enel Green Power México Srl de Cv	55,21%	
Sublunary Trading (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	57,00%	19,46%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,22%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	100,00%	100,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Targusor Wind Farm Srl	Cernavoda	Romania	90.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,90%	
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,22%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Teploprogress OJSC	Sredneursk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	6,71%
							Central Dock Sud SA	5,32%	
							Endesa Costanera SA	5,51%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	6,71%
							Central Dock Sud SA	5,32%	
							Endesa Costanera SA	5,51%	
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	Equity	Enel Green Power SpA	20,00%	13,66%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	68,29%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750,00	EUR	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Tobivox (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
Total Electric SA	Buzau	Romania	3.190.600,00	RON	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Trade Wind Energy LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	99,00%	68,29%
							Chi Power Inc.	1,00%	
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	13,59%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	17,16%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	55.512.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	46,62%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Girona	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	2,00%	68,29%
							Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ufeyfys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Ukuqala Solar Pty Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Upington Solar (Pty) Ltd	Lombardy east	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	18,33%
Varokub Green Energy Srl	Prahova	Romania	90.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,90%	
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	500.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	2.700.018,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	70.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	736.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kafoutsis SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Makrilakoma SA	Maroussi	Grecia	614.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	653.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	19,97%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP France 3 SAS	Lione	Francia	1.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enersis SA	22,22%	12,40%
Yedesa - Cogeneración SA (in liquidazione)	Almería	Spagna	234.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Zitsa Solar SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%

Glossario

Si riporta di seguito un elenco di termini tecnici utilizzati all'interno del Bilancio consolidato. Tali termini, salvo quanto diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Acquirente Unico

Acquirente Unico SpA, società costituita dal GSE ai sensi dell'art. 4, comma 1, del Decreto Bersani, alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti di "maggior tutela", attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. A tal fine l'Acquirente Unico può acquistare energia elettrica sulla Borsa Elettrica o attraverso contratti bilaterali.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) è un'autorità formalmente indipendente che ha la funzione di favorire lo sviluppo di mercati concorrenziali nelle filiere elettriche e del gas naturale, principalmente tramite la regolazione tariffaria, dell'accesso alle reti e del funzionamento dei mercati, nonché la tutela degli utenti finali.

L'AEEG, secondo la legge istitutiva del 1995, ha essenzialmente la funzione di "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori". Per perseguire l'obiettivo di assicurare un assetto concorrenziale del mercato, l'AEEG formula osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento, ha potere normativo, determina le tariffe (in particolare la componente degli oneri generali di sistema), assicura la pubblicità e la trasparenza delle condizioni di servizio, assicura condizioni di eguaglianza nell'accesso alle reti energetiche, ha poteri di controllo di qualità e di vigilanza nei confronti dei fornitori dei servizi e valuta reclami, istanze e segnalazioni presentate dagli utenti o dai consumatori. Inoltre, all'AEEG sono state di recente attribuite funzioni in materia di qualità, tariffe e costi dei servizi idrici integrati, inizialmente assegnate all'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua.

Biomasse

Materiale organico, di natura non fossile, di origine biologica, una parte del quale rappresenta una fonte sfruttabile di energia. Le diverse forme di energia dalle biomasse sono sempre rinnovabili, ma in modo diverso. Esse dipendono infatti dai cicli giornalieri o stagionali, dal flusso solare, dai mutamenti del clima, dalle tecniche agricole, dai cicli di crescita delle piante, nonché dal loro sfruttamento intensivo.

Borsa Elettrica

Mercato dell'energia elettrica, organizzato e gestito dal GSE attraverso una piattaforma informatica, alla quale partecipano produttori, grossisti, l'Acquirente Unico e taluni clienti finali. Il prezzo di equilibrio di mercato si ottiene dall'incontro tra l'energia domandata e l'energia offerta dagli operatori che vi partecipano.

Certificati verdi	I certificati previsti dall'art. 5 del decreto ministeriale 11 novembre 1999 che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I certificati verdi sono emessi dal GSE per i primi 15 anni di esercizio dell'impianto e possono essere scambiati direttamente o nel mercato organizzato dal GSE. La domanda è sostenuta dall'obbligo per i produttori e importatori di immettere annualmente una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.
Chilowatt o kW	Unità di misura pari a 1.000 Watt.
Chilowattora o kWh	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
Ciclo combinato	La tecnologia utilizzata in impianti di generazione di energia elettrica comprendente uno o più gruppi di generatori turbogas i cui gas di scarico alimentano con il loro calore residuo una caldaia, che può eventualmente essere alimentata con un combustibile supplementare; il vapore prodotto dalla caldaia è utilizzato per il funzionamento di una turbina a vapore, accoppiata a un generatore (CCGT).
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi.
Clienti <i>mass market</i>	Insieme dei clienti residenziali e dei clienti <i>microbusiness</i> .
Clienti <i>microbusiness</i>	I clienti con partita IVA aventi un consumo annuo di energia elettrica inferiore a 50.000 kWh.
Clienti residenziali	I clienti che consumano energia elettrica per usi abitativi, così come definiti dall'art. 2.2 lettera A del Testo Integrato del Trasporto (TIT) pubblicato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).
Consumo di energia elettrica	I consumi di energia elettrica, in un determinato periodo, sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai servizi pubblici (Enel, aziende municipalizzate, altre imprese) e di quella autoconsumata dagli autoproduttori ed equivale alla richiesta di energia elettrica al netto delle perdite elettriche.
<i>Decommissioning</i>	La fase di declassamento, decontaminazione e smantellamento delle installazioni e ripristino del sito che ha lo scopo finale di giungere: (i) alla completa demolizione di un impianto nucleare; (ii) alla rimozione di ogni vincolo dovuto alla presenza di materiali radioattivi; (iii) alla restituzione del sito per altri usi.
Distribuzione	Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.
EPR (<i>European Pressurized Reactor</i>)	Il reattore nucleare europeo ad acqua pressurizzata, meglio noto con la sigla EPR (<i>European Pressurized Reactor</i> o <i>Evolutionary Power Reactor</i>), è un reattore nucleare di generazione III+, a fissione, nel quale la refrigerazione del nocciolo e la moderazione dei neutroni vengono ottenuti grazie alla presenza nel nocciolo di acqua naturale (detta anche leggera per distinguerla dall'acqua pesante) in condizioni sottoraffreddate.
Fonti rinnovabili	Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso, le biomasse e i rifiuti organici.

Gas naturale	Gas costituito principalmente da metano (dall'88% al 98%) e per il resto da idrocarburi quali etano, propano, butano ecc.
Generazione	La produzione di energia elettrica, comunque generata.
Gigawatt o GW	Unità di misura pari a 1 miliardo di Watt (1.000 MW).
Gigawattora o GWh	Unità di misura pari a 1 milione di kWh.
GME	Gestore dei Mercati Energetici, la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.
GSE	Gestore dei Servizi Energetici (già GRTN), istituito ai sensi dell'art. 3 del Decreto Bersani, è la società per azioni, interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, che eroga gli incentivi destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e che si occupa della qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili e della loro produzione elettrica.
Megawatt o MW	Unità di misura pari a 1 milione di Watt.
Megawattora o MWh	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1 milione di Watt fornita o richiesta in un'ora.
Potenza efficiente netta (in MW)	La massima potenza elettrica realizzabile che può essere prodotta con continuità da un impianto che abbia tutte le parti in funzione durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, misurata in corrispondenza della immissione in rete, depurata cioè della potenza assorbita per il funzionamento dell'impianto e della potenza perduta nei trasformatori necessari per elevare la tensione al valore di rete.
Produzione lorda	La somma dell'energia elettrica (compresa quella generata previo pompaggio) prodotta da tutti i gruppi generatori interessati (motore primo termico e uno o più generatori di energia elettrica accoppiati meccanicamente), misurata ai morsetti di uscita dei generatori principali.
Produzione netta	La produzione lorda di energia elettrica diminuita dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di generazione e delle perdite nei trasformatori principali.
Rating	Valutazione della qualità di una società o delle sue emissioni di titoli di debito sulla base della solidità finanziaria della società stessa e delle sue prospettive. Tale valutazione viene eseguita da agenzie specializzate.
Richiesta di energia elettrica	Quantità di energia elettrica da rendere disponibile sulla rete. È pari alla somma dei consumi degli utenti e delle perdite sulla rete. È detta anche domanda elettrica o fabbisogno elettrico.
RTN	La rete nazionale italiana di trasmissione dell'energia elettrica, rappresentata dal complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta e altissima tensione sul territorio nazionale.

Servizio di Maggior Tutela	Servizio di fornitura dell'energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'AEEG. Sono serviti alle condizioni di maggior tutela i clienti domestici o le piccole imprese (imprese con meno di 50 addetti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro alimentate in bassa tensione) che non hanno mai cambiato fornitore o che ne hanno nuovamente richiesto l'applicazione dopo aver stipulato contratti nel mercato libero con altri fornitori (le condizioni del servizio di maggior tutela si applicano anche ai clienti domestici e alle piccole imprese che rimangono senza fornitore di elettricità).
Stazione	Impianto di trasformazione e di smistamento dell'energia elettrica.
<i>Stranded cost</i>	I costi derivanti dagli impegni contrattuali e dalle decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno assunto a seguito delle scelte governative di politica economica, in riferimento a un mercato non concorrenziale, e che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio.
<i>Tax equity partnership</i>	Accordo disciplinato dalla normativa fiscale statunitense, che consente di assegnare a entità terze (c.d. " <i>tax equity investor</i> "), a determinate condizioni e in contesti specifici, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d'America alle società che producono energia da fonti rinnovabili.
Telegestione	Sistema di contatori elettronici interconnessi, al fine di implementare un sistema integrato di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura elettrica da remoto, utilizzando la rete elettrica di bassa tensione, come mezzo di trasmissione dati.
Terawatt o TW	Unità di misura pari a 1 miliardo di kW.
Terawattora o TWh	1 miliardo di kWh.
Trasmissione	Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica, immessa dai produttori o importata dall'estero, sulla rete interconnessa ad alta e altissima tensione, ai fini della consegna ai clienti connessi in alta e altissima tensione e ai distributori.
Watt	Unità di misura della potenza elettrica.





Relazioni

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2013 del Gruppo Enel

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti della
Enel 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 S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Enel") 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 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 e lo stato patrimoniale al 1 gennaio 2012. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno risposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1 gennaio 2012, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2011, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 4 aprile 2013 ed in data 6 aprile 2012. 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 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 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 S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel 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 al 31 dicembre 2013.

Roma, 10 aprile 2014

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo dell'Paoli
(Socio)

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Newton 21 Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Stampa
Primaprint - Viterbo

Tiratura: 80 copie

Finito di stampare nel mese di giugno 2014

PAGINE INTERNE

Carta
Splendorgel extra white

Grammatura
115 g/m²

Numero di pagine
300

COPERTINA

Carta
Splendorgel extra white

Grammatura
300 g/m²

Questa pubblicazione è stampata
su carta 100% certificata FSC®

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
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 9.403.357.795 i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003